UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

INTÉGRATION DE LA DYNAMIQUE DE LA PRODUCTION ÉLECTRIQUE ET ÉVALUATION DES CONSÉQUENCES ENVIRONNEMENTALES ET ÉCONOMIQUES DU CYCLE DE VIE DE LA PRODUCTION DISTRIBUÉE

MOURAD BEN AMOR

DÉPARTEMENT DE GÉNIE CHIMIQUE

ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

THÈSE PRÉSENTÉE EN VUE DE L'OBTENTION

DU DIPLÔME DE PHILOSOPHIAE DOCTOR

(GÉNIE CHIMIQUE)

DÉCEMBRE 2011

© Mourad Ben Amor, 2011.

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

Cette thèse intitulée:

INTÉGRATION DE LA DYNAMIQUE DE LA PRODUCTION ÉLECTRIQUE ET ÉVALUATION DES CONSÉQUENCES ENVIRONNEMENTALES ET ÉCONOMIQUES DU CYCLE DE VIE DE LA PRODUCTION DISTRIBUÉE

présenté par : BEN AMOR Mourad

en vue de l'obtention du diplôme de : Philosophiae Doctor

a été dûment acceptée par le jury d'examen constitué de :

M. STUART Paul, Ph.D., président

M. SAMSON Réjean, Ph.D., membre et directeur de recherche

Mme. GAUDREAULT Caroline, Ph.D., membre et codirectrice de recherche

M. PINEAU Pierre-Olivier, Ph.D., membre et codirecteur de recherche

M. SAVADOGO Oumarou, D. d'état, membre

M. ZMEUREANU Radu, Ph.D., membre

DÉDICACE

À mon père

« Les plus belles victoires sont celles qu'on remporte sur soi-même »

Haile Gebrselassie

REMERCIEMENTS

Les années passées au doctorat ont été des plus stimulantes. Ceci n'aurait pas pu être possible sans l'aide de plusieurs personnes qui m'ont soutenu pendant tout ce parcours. C'est pourquoi je tiens à remercier Louise et Réjean de m'avoir accueilli au CIRAIG et surtout de m'avoir accordé leur confiance. Réjean, un grand merci pour m'avoir accordé ta confiance en me permettant de t'aider dans certains cours et d'avoir été compréhensif avec moi tout au long de mon parcours. Je n'aurais pu demander pour un meilleur directeur de recherche!

Un grand merci particulier à Pierre-Olivier et à Caroline. Ce fut un honneur de travailler avec vous; vos encouragements étaient source d'inspiration pour m'orienter vers la bonne voie au cours de mes recherches. Vos commentaires et critiques constructifs m'ont poussé à persévérer, aller de l'avant et creuser toujours plus loin.

Réjean, Caroline et Pierre-Olivier, travailler avec vous m'a permis de vivre des expériences des plus constructives. Vous m'avez incité à avoir un esprit scientifique plus mature. Je vous suis indéfiniment reconnaissant et redevable!

Je voudrais remercier Pascal et Gontran, pour leurs appuis pour l'amorçage du projet et les partenaires industriels du CIRAIG, pour leur soutien financier.

Je remercie, également, tous les membres du CIRAIG. Il est rare de se trouver entouré d'un groupe de travail accueillant et chaleureux où règne l'esprit d'équipe et où prône l'ambiance familiale. Un merci particulier à Sandra pour ton aide et ton soutien technique. Finalement, j'aimerais dire un grand merci à ma mère et mon frère pour leur amour inconditionnel et aussi remercier Claudia de m'avoir écoutée pendant toutes ces soirées. Merci pour tes encouragements et ta patience.

RÉSUMÉ

La production distribuée d'énergies renouvelables peut jouer un rôle important dans l'atteinte des objectifs de différents programmes énergétiques tels qu'assurer un approvisionnement répondant à une consommation croissante en énergie et la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES). Jusqu'à présent, plusieurs catégories d'impact de la production distribuée d'énergies renouvelables à partir de l'éolien et du solaire Photovoltaique ont été étudiées : les impacts sur les changements climatiques, les impacts économiques, les impacts sur l'utilisation des terres, etc. Cependant, les études évaluant ces différents impacts d'une manière intégrée et suivant une approche cycle de vie restent encore rares dans la littérature, bien que plusieurs travaux aient souligné l'intérêt d'une intégration. En plus de ne pas évaluer de manière intégrée les impacts environnementaux et économiques du cycle de vie, les études identifiées considèrent sans justification des scénarios idéaux (centrales de production électrique à partir du charbon ou du gaz naturel, grandes émettrices de GES) pour évaluer les impacts environnementaux et économiques à court-terme reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée, alors que plusieurs approches conventionnelles peuvent être appliquées. Ces approches consistent à utiliser soit des données moyennes, ou soit des données marginales pour le court-terme (en utilisant la procédure à cinq étapes développée par Weidema (2003). Jusqu'à présent, rares sont les études qui se sont penchées sur l'influence de ce choix d'approches sur les résultats.

Le premier objectif du projet de recherche consiste à évaluer d'une manière intégrée et comparer les impacts environnementaux et économiques du cycle de vie attribuables aux systèmes de production distribuée d'énergies renouvelables. Pour ce faire, deux filières ont été évaluées: les panneaux solaires Photovoltaiques (3kWp monocristallin et polycristallin) et les éoliennes de petites puissances (1, 10 et 30 kW). De plus, les impacts environnementaux (qualité des écosystèmes, changements climatiques, ressources et santé humaine) et économiques du cycle de vie attribuables aux systèmes évalués ont été calibrés selon différentes intensités de vent et d'ensoleillement rencontrées au Québec. Le second objectif consiste à appliquer les approches conventionnelles pour l'évaluation à court-terme des impacts environnementaux et économiques reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée. Pour ce faire, une analyse de sensibilité des scénarios de système centralisé de production électrique utilisant 1) des données moyennes et 2) des données marginales pour le court-terme, a également été appliquée. En

résumé, les résultats montrent que l'éolienne de petite puissance de 30 kW et les panneaux solaires polycristallins de 3kWp représentent respectivement les séquences technologiques ayant le meilleur profil économique et environnemental pour les conditions de vent et d'ensoleillement au-dessus et au-dessous de la moyenne de la province de Québec. De plus, uniquement l'éolienne de petite puissance de 30 kW présente des avantages de réduction à court-terme des impacts environnementaux et économiques seulement si l'énergie renouvelable vient substituer de l'énergie électrique obtenue de centrales thermiques au mazout. Les résultats de l'application des approches conventionnelles pour évaluer les impacts environnementaux et économiques reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée ne tiennent pas compte de la concordance entre la production d'énergies renouvelables et les unités de production marginales (ce qui est appelé ici la dynamique de la production électrique).

Le troisième objectif du projet de recherche consiste à développer une méthode dans le but d'intégrer la dynamique de la production électrique pour l'évaluation à court-terme des impacts environnementaux et économiques reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée. Les nouveaux résultats en comparaison avec ceux obtenus en utilisant les approches conventionnelles vont aider à évaluer les fondements des approches conventionnelles à simplifier la dynamique de la production électrique tout en restant suffisamment réalistes. Pour ce faire, un modèle d'identification des technologies marginales qui tient compte de la dynamique de la production électrique est développé et appliqué au cas d'étude. Les résultats correspondants montrent que la réduction des impacts s'applique uniquement d'un point de vue environnemental. Avec l'utilisation de données moyennes de l'approvisionnement électrique, il n'y a aucune réduction des impacts environnementaux en conséquence de l'intégration de la production distribuée. Une seule exception pourrait être notée pour l'éolienne de 30 kW pour laquelle une réduction des impacts pour la catégorie ressources est observée. D'un autre côté, les résultats en utilisant l'approche proposée (tenant compte de la dynamique de la production électrique) montrent des réductions des impacts environnementaux pour toutes les catégories analysées (qualité des écosystèmes, changements climatiques, ressources et santé humaine) à l'exception de l'éolienne de 1 kW pour la catégorie qualité des écosystèmes. Ceci met en relief le biais qui pourrait être introduit par la simplification irréaliste de la dynamique de la production électrique en utilisant les données moyennes. De plus, en utilisant l'approche proposée, les résultats correspondants, se trouvent dans la plage de résultats obtenus en utilisant les deux technologies

marginales statiques identifiés par l'application de la procédure à cinq étapes développée par Weidema (2003). Par contre, aucune tendance claire ne se dessine quant à la surestimation systématique des résultats lors de l'utilisation d'une technologie marginale statique par rapport à l'approche proposée. Par exemple, les résultats obtenus en utilisant, comme seule technologie marginale statique, la centrale au gaz naturel sont surestimés de 155 % pour les impacts sur la santé humaine et sous-estimés de 185 % dans le cas de la qualité des écosystèmes. Ces pourcentages démontrent l'impact de l'intégration de la dynamique de la production électrique lors de l'évaluation des impacts environnementaux reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée d'énergies renouvelables. En continuité avec l'évaluation du potentiel des approches conventionnelles à simplifier de façon adéquate la dynamique de la production électrique, il n'est pas clair si l'utilisation de ces approches conventionnelles est recommandée pour analyser l'influence de la taxe carbone sur les impacts du cycle de vie reliés aux conséquences à l'intégration de la production distribuée. Ce manque méthodologique peut devenir problématique sachant que l'intégration de la production distribuée pourrait se faire d'une manière simultanée à l'application d'un régime de taxation des GES.

Le dernier objectif du projet de recherche consiste à développer un modèle d'équilibre partiel et à l'appliquer pour l'évaluation à court-terme de l'influence de la taxe carbone sur les impacts environnementaux et économiques reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée. Pour ce faire, l'introduction de la taxe sur le carbone est évaluée. Cette dernière a pour effet 1) d'augmenter le prix de production de l'électricité et par conséquent, selon les mécanismes d'équilibre partiel, augmenter la valeur de l'électricité dans le marché et 2) d'influencer la fréquence d'utilisation des technologies marginales dans le temps. Ces changements viennent à leur tour modifier les résultats sur les impacts économiques et environnementaux. Avec l'intégration de la taxe sur le carbone dont la valeur varie entre 30 $US et 90 $US par tonne de CO_2, les résultats obtenus en utilisant l'approche proposée (tenant compte de la dynamique de la production électrique) ne se trouvent pas dans la plage de résultats en utilisant les technologies marginales statiques identifiés par l'application de la procédure à cinq étapes développée par Weidema (2003). De plus, les résultats obtenus en utilisant les technologies marginales statiques surestiment les impacts environnementaux avec l'augmentation de la taxe sur le carbone. D'un point de vue économique, les résultats obtenus en utilisant l'approche proposée se trouvent dans la plage de résultats obtenus en utilisant les technologies marginales statiques. Cependant,

l'absence de réduction des impacts économiques reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée est encore notée. Une seule exception est observée dans le cas où l'on considère la réduction des externalités correspondantes aux émissions des gaz à effet de serre réduites dans les autorités voisines de la province de Québec (Nouveau-Brunswick et Nouvelle-Angleterre).

De manière générale, le projet de recherche a permis de montrer, en absence et en présence de de la taxe sur le carbone, l'impact de l'intégration de la dynamique de la production électrique pour évaluer le bon fondement et les limites des approches conventionnelles à évaluer pour le court-terme les conséquences environnementales et économiques à travers l'étude de cas sur l'intégration de la production distribuée d'énergies renouvelables par le solaire Photovoltaique et les éoliennes de petites puissances.

ABSTRACT

Distributed generation (DG) from renewable energy systems (RES) can play a significant role in meeting different energy policy goals, such as reducing greenhouse gas emissions, and adding supply to meet increasing energy demand. Renewable energy production performances using small-scale technologies are still under continuous investigation. Different impact categories are studied, such as global warming potential, economic impacts, land use, etc. However, only a few studies have combined all these different impacts through a life cycle perspective, despite recommendations to incorporate such a combination. Furthermore, these identified studies focused on assessing ideal conditions and compared small-scale renewable technologies to a high carbon centralized electricity production, even if approaches using different potentially affected centralized energy systems based on average and short-term marginal data already exist. One major drawback of assessing ideal conditions is the difficulty in generalizing the results, due to the specific setting used to assess distributed generation. Therefore, it is recommended to perform a sensitivity analysis using different centralized energy systems to provide a better picture of the potential benefits of distributed generation as an energy policy. Surprisingly, however, little research has been conducted on how such an analysis can affect study conclusions.

The first objective of this research project consisted in assessing the life cycle performance of small-scale renewable technologies. More specifically, the assessment integrates the environmental and economic life cycle impacts (LCA and LCC) of five commonly used small-scale systems: two types of grid-connected photovoltaic panels (3 kWp mono-crystalline and poly-crystalline system) and three types of micro-wind turbines (1 kW, 10 kW and 30 kW). Results were obtained for different climatic conditions prevailing in the province of Quebec (i.e. various levels of solar radiation and wind speed) to evaluate geographical dependencies. The second objective consists of exploring the potential benefits and limitations of distributed generation in a Northeastern American context. A sensitivity analysis was performed characterizing different potentially affected centralized energy systems, based on average and short-term marginal data (using the 5 step procedure developed by Weidema (2003)).

First, results show that life cycle system performances are very sensitive to climatic conditions: micro-wind 30 kW is deemed the best technology for above average conditions while 3 kWp poly-crystalline photovoltaic panels are preferable for below average conditions. Second,

production potential using distributed generation does not show a potential benefit in comparison to the centralized Quebec grid mix (i.e. approach using average data). However, and this is the third main result, the assessed technologies, and more precisely micro-wind 30 kW, show potential benefits (environmental and economic) as long as oil centralized technologies are affected (decreases its production as a consequence of the integration of renewable distributed generation). The presented results do not consider changes in time for the renewable energy production and for short-term marginal electricity production technologies. However, these changes are fundamental and ignoring them could reduce the relevance of the study results. Up until now, no studies in the literature have considered the time varying nature when modeling electricity supply.

The third objective of this research project was to assess the implications of incorporating temporal aspects of electricity supply into the analysis. Environmental (ecosystem quality, climate change, resources and human health) and economic impact abatements of distributed generation using renewable energy system were estimated and compared to conventional approaches (using average and short-term marginal data) to assess such implications. Therefore, temporal variations of electricity supply were modeled and the results were used to estimate displaced types and the quantity of fuel saved from the affected short-term marginal electricity production technology, and thus assess the environmental impact abatements using micro-wind turbines and photovoltaic panels. Moreover, the economic impact abatements were modeled using hourly generation information in conjunction with hourly wholesale price data.

Results show that distributed generation has no economic benefits using the selected renewable energy systems. This is also the case when the Quebec consumption mix (approach using average data) is chosen to estimate life cycle environmental impact abatements. One exception can be identified when using micro-wind 30 kW and considering the ressource impact indicator. Using Quebec's average consumption mix overestimates hydropower as being marginal and underestimates the life cycle environmental impacts abatement to such an extent that a biased conclusion is reached. Indeed, results obtained using the proposed approach showed that distributed generation presents a potential environmental benefit from all the assessed renewable energy systems. One exception can be noticed for the micro-wind turbine 1kW technology when considering the ecosystem quality impact indicator.

Results obtained using the proposed approach fall within the range of results obtained using the identified marginal technologies. However, there is no clear tendency showing that using one given marginal technology will always provide results below or above the ones obtained by applying the proposed approach. As an example, when natural gas power plants are considered as marginal, results reached a maximum of 155% above the proposed method estimate (for the human health indicator) and a maximum of 185 % below the proposed method estimate (for the ecosystem quality indicator). These percentages show how integrating time into electricity supply to assess life cycle environmental impact abatements provide more refined estimates in comparison to the conventional approach (i.e. static).

Given that distributed generation arise amidst talks of implementing a carbon mitigation policy such as carbon taxes, the last (fourth) objective of this research project was to assess the implications of incorporating carbon taxes along with the temporal aspects of electricity supply into the analysis. Once again, environmental and economic impact abatements of distributed generation using renewable energy system were estimated and compared to conventional approaches to assess such implications. Different levels of carbon taxes were therefore assessed using the developed partial equilibrium model. The latter is crucial to 1) estimate the increase of the hourly market price and 2) identify the hourly marginal electricity production technologies.

When increasing the carbon tax level from US$30 to US$90/tonne of CO_2-equivalent, the obtained results using the proposed approach do not fall within the range of results obtained using the identified marginal technologies (using the 5 step procedure developed by Weidema(2003)). Indeed, results obtained using the identified marginal technologies increase their overestimation of the life cycle environmental impact abatement when the carbon tax level also increases. From an economic perspective, results showed that distributed generation has no economic benefits using the selected renewable energy systems, even with a US$100/tonne of CO_2-equivalent carbon tax. This finding remains the same when the value of the avoided GHG emissions is fully internalized, except for one scenario (micro-wind 30 KW).

This research project clearly highlighted the impact of considering the dynamic patterns of electricity production to assess the accuracy of the conventional approach commonly used when estimating short-term life cycle environmental and economic abatement. This has been done by

using the distributed generation case study in the presence and absence of different levels of carbon taxes.

TABLE DES MATIÈRES

DÉDICACE III

REMERCIEMENTS V

RÉSUMÉ VI

ABSTRACT X

TABLE DES MATIÈRES XIV

LISTE DES TABLEAUX XIX

LISTE DES FIGURES XXI

LISTE DES ANNEXES XXIII

LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS XXIV

AVANT-PROPOS 1

INTRODUCTION 5

1.1 Contexte et problématique 5

1.2 Objectif général 8

1.3 Organisation des travaux 8

CHAPITRE 2 CONCEPTS ET REVUE CRITIQUE DE LA LITTÉRATURE 9

2.1 Production distribuée d'énergies renouvelables 9

2.1.1 Les systèmes de production d'énergies renouvelables connectés au réseau 9

2.1.2 Description des systèmes de production d'énergies renouvelables 10

2.2 Outils d'évaluation environnementale 14

2.2.1 Introduction à l'ACV 14

2.2.2 Distinction entre l'ACV-A et l'ACV-C 15

2.2.3 Conclusion sur la distinction entre l'ACV-A et l'ACV-C 21

2.3 Outils d'évaluation économique 22

2.3.1 Introduction à l'ACC....22
2.3.2 Distinction entre les types d'ACC....23
2.4 Analyse critique de la revue de littérature....28
2.4.1 Évaluation des impacts environnementaux et économiques attribuables aux systèmes de production distribuée d'énergies renouvelables....28
2.4.2 Évaluation des impacts environnementaux et économiques reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée d'énergies renouvelables....29
2.4.3 Dynamique de la production électrique lors de l'évaluation des impacts environnementaux et économiques....31
2.4.4 Influence de la taxe sur le carbone sur les impacts environnementaux et économiques 32
2.4.5 Conclusions de l'analyse critique de la revue de littérature....34
CHAPITRE 3 DÉMARCHE DE L'ENSEMBLE DU TRAVAIL DE RECHERCHE....36
3.1 Hypothèse de recherche et objectifs....36
3.1.1 Hypothèse de recherche....36
3.1.2 Objectifs de recherche....37
3.2 Présentation des articles....38
CHAPITRE 4 MÉTHODOLOGIE GÉNÉRALE....40
4.1.1 Présentation des systèmes sélectionnés de production distribuée d'énergies renouvelables et du contexte d'application....41
4.1.2 Évaluation intégrée et comparaison des impacts environnementaux et économiques du cycle de vie attribuables aux systèmes sélectionnés de production distribuée (Article 1) 42
4.1.3 Application des approches conventionnelles pour l'évaluation des impacts environnementaux et économiques reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée (Article 1)....47

4.1.4 Développement et application du modèle pour l'évaluation des impacts environnementaux et économiques reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée en tenant compte de la dynamique de la production électrique (Article 2, 3 et 4) 50

4.1.5 Développement et application du modèle d'équilibre partiel pour l'évaluation de l'influence de la taxe carbone sur les impacts environnementaux et économiques reliés à l'intégration de la production distribuée (Article 4 et Annexe 5) 58

CHAPITRE 5 PRINCIPAUX RÉSULTATS DU PROJET DE RECHERCHE 66

5.1 Résultats de l'évaluation intégrée des impacts environnementaux et économiques du cycle de vie attribuables aux systèmes sélectionnés de production distribuée et comparaison (Article 1) 66

5.2 Résultats de l'application des approches conventionnelles pour l'évaluation des impacts environnementaux et économiques reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée (Article 1) 67

5.3 Résultats du développement et de l'application du modèle pour l'évaluation des impacts environnementaux et économiques reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée en tenant compte de la dynamique de la production électrique (Article 2, 3 et 4). 69

5.3.1 Développement du modèle d'identification de la technologie marginale en tenant compte de la dynamique de la production électrique (Article 2) 70

5.3.2 Application du modèle et quantification des conséquences de l'importation et de l'exportation de la province de Québec sur le bilan de gaz à effet de serre (Article 2) 71

5.3.3 Application du modèle et évaluation des impacts environnementaux et économiques reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée en tenant compte de la dynamique de la production électrique (Article 3).....73

5.4 Résultats du développement et de l'application du modèle d'équilibre partiel pour l'évaluation de l'influence de la taxe carbone sur les impacts environnementaux et économiques reliés à l'intégration de la production distribuée (Article 4 et Annexe 5).....77

5.4.1 Développement du modèle d'équilibre partiel pour la simulation de l'influence de la taxe sur le carbone lors de l'identification des technologies marginales (Article 4) 77

5.4.2 Application du modèle à équilibre partiel et évaluation des impacts environnementaux et économiques de la production distribuée en conséquence de l'intégration de la taxe sur le carbone (Annexe 5) 80

CHAPITRE 6 DISCUSSION DES RÉSULTATS 84

6.1 Évaluation de la performance des systèmes de production distribuée 84

6.1.1 Place de la production distribuée dans un contexte nord-est américain 84

6.1.2 Effet de l'intégration de la taxe carbone sur la performance de la production distribuée 85

6.2 Aspects méthodologiques 86

6.2.1 Identification des technologies marginales pour le court-terme en tenant compte de la dynamique de la production électrique 86

6.2.2 Validation de l'identification des technologies marginales 86

6.2.3 Forces et limites des approches conventionnelles pour l'évaluation à court-terme des impacts environnementaux et économiques reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée 87

CHAPITRE 7 CONCLUSIONS 92

7.1 Conclusions 92

7.2 Contributions 94

7.3 Perspectives 95

BIBLIOGRAPHIE 98

ANNEXE 1: ARTICLE 1-CAN DISTRIBUTED GENERATION OFFER SUBSTANTIAL BENEFITS IN A NORTHEASTERN AMERICAN CONTEXT? A CASE STUDY OF SMALL-SCALE RENEWABLE TECHNOLOGIES USING A LIFE CYCLE METHODOLOGY 107

ANNEXE 2: ARTICLE 2-ELECTRICITY TRADE AND GHG EMISSIONS: ASSESSMENT OF QUEBEC'S HYDROPOWER IN THE NORTHEASTERN AMERICAN MARKET (2006-2008)..... 138

ANNEXE 3: ARTICLE 3-IMPLICATIONS OF MODELING TEMPORAL ASPECTS OF ELECTRICITY SUPPLY: LCA OF RENEWABLE DISTRIBUTED GENERATION IN THE NORTHEASTERN AMERICAN MARKET..... 170

ANNEXE 4: ARTICLE 4- ASSESSING THE ECONOMIC VALUE OF RENEWABLE DISTRIBUTED GENERATION IN THE NORTHEASTERN AMERICAN MARKET..... 204

ANNEXE 5 : ÉVALUATION DE L'INFLUENCE DE L'INTRODUCTION DE LA TAXE CARBONE SUR LES IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX ET ÉCONOMIQUES RELIÉS AUX CONSÉQUENCES DE L'INTÉGRATION DE LA PRODUCTION DISTRIBUÉE..... 227

ANNEXE 6 : DESCRIPTION DES ÉTAPES DU CYCLE DE VIE 241

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 4.1: Présentation des systèmes sélectionnés de production distribuée d'énergies renouvelables (adapté de Amor et al. [77]). 41

Tableau 4.2: Intervalle de vitesses de vent et de radiations solaires pour la province de Québec (adapté de Amor et al.[77]). 42

Tableau 4.3: Processus inclus dans l'ACV et l'ACC des systèmes sélectionnés de production d'énergies renouvelables. 44

Tableau 4.4: Catégories de dommages et catégories d'impacts des méthodes IMPACT 2002+ et LUCAS. 46

Tableau 4.5: Sources de l'approvisionnement énergétique (Répartition basée sur l'énergie produite et achetée par Hydro-Québec) [83] 49

Tableau 4.6: Bilan de l'électricité échangée entre le Québec et ses marchés voisins durant la période 2006-2008, en TWh [99] (adapté de Amor et al. [98]) 54

Tableau 4.7. Émissions de gaz à effet de serre du cycle de vie par type de combustibles et de technologies (ST, GT, IC et CC renvoient à «Steam Turbine» (bouilloire), «Gas Turbine» (turbine à gaz), «Internal Combustion» (génératrice) et «Combined Cycle» (cycle combiné) (adapté de Amor et al. [98]). 55

Tableau 4.8: Émissions de gaz à effet de serre par type de combustibles et de technologies (phase d'opération. ST, GT, IC et CC renvoient à «Steam Turbine» (bouilloire), «Gas Turbine» (turbine à gaz), «Internal Combustion» (génératrice) et «Combined Cycle» (cycle combiné) (adapté de Amor et al. [98]). 61

Tableau 5.1: Impacts environnementaux et économiques du cycle de vie des systèmes de production distribuée (adapté de Amor et al. [77]. SH, QE, CC et RES renvoient à santé humaine, qualité des écosystèmes, changements climatiques et ressources. Inf. Moy, Moy, Sup.Moy renvoient aux conditions météorologiques au-dessous de la moyenne, de la moyenne et au-dessus de la moyenne de la province de Québec).....67

Tableau 5.2: Évaluation des impacts environnementaux et économiques reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée (adapté de Amor et al [77]. SH, QE, CC et RES

renvoient à la catégorie d'impacts santé humaine, qualité des écosystèmes, changements climatiques et ressources. Une valeur négative renvoie à une diminution des impacts) 69

Tableau 5.3: Fréquence des technologies marginales dans les marchés électriques limitrophes à la province de Québec, % d'heures durant 2006, 2007 et 2008 (adapté de Amor et al.[98]) (a) 70

Tableau 5.4: Impact des échanges d'électricité sur le bilan de gaz à effet de serre (tonnes de CO_2eq), Total pour 2006-2008 (adapté de Amor et al.[98]) 71

Tableau 5.5: Comparaison de l'impacts des échanges d'électricité sur le bilan de gaz à effet de serre (10^6 tonnes de CO_2eq), Total pour 2006-2008 (adapté de Amor et al. [98]; CC renvoie à la turbine à gaz à cycle combiné) 72

Tableau 5.6: Fréquence des technologies marginales dans les marchés électriques limitrophes à la province de Québec, % d'heures durant 2006, 2007 et 2008 (W30, W10, W1, PVm et PVp réfèrent aux éoliennes de petites puissances de 30 kW, 10 kW et 1 kW, panneaux de 3 kWp de type monocristallin et de type polycristallin) 75

Tableau 5.7: Fréquence des technologies marginales dans les marchés électriques limitrophes à la province de Québec en présence d'une taxe **de 30$US/tonne de CO_2** , % d'heures durant 2006, 2007 et 2008 (W30, W10, W1, PVm et PVp réfèrent aux éoliennes de petites puissances de 30 kW, 10 kW et 1 kW, panneaux de 3 kWp de type monocristallin et de type polycristallin) 78

Tableau 5.8: Fréquence des technologies marginales dans les marchés électriques limitrophes à la province de Québec en présence d'une taxe **de 90$US/tonne de CO_2** , % d'heures durant 2006, 2007 et 2008 (W30, W10, W1, PVm et PVp réfèrent aux éoliennes de petites puissances de 30 kW, 10 kW et 1 kW, panneaux de 3 kWp de type monocristallin et de type polycristallin) 79

Tableau 7.1: Évaluation des impacts environnementaux et économiques par kWh reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée (adapté de Amor et al [77]. SH, QE, CC et RES renvoient à la catégorie d'impacts santé humaine, qualité des écosystèmes, changements climatiques et ressources. Une valeur négative renvoie à une diminution des impacts). 97

LISTE DES FIGURES

Figure 2-1: Principe du raccordement au réseau de distribution d'un système de production distribuée (adapté de Hydro-Québec [29]) 10

Figure 2-2: Cadre d'une analyse de cycle de vie selon la norme ISO 14040 (adapté de ISO 14040 [12]) 15

Figure 2-3: Schéma général du cadre d'IMPACT 2002+ (adapté de Jolliet et al. [50]) 20

Figure 2-4: Cadre général des trois types d'ACC (adapté de Hunkeler et al. [57]) 25

Figure 4-1: Méthodologie générale du projet de recherche 40

Figure 4-2 : Frontières générales du système pour les systèmes de production distribuée 43

Figure 4-3 : Illustration de la courbe de l'offre pour l'identification de la technologie en fonction du prix du marché de l'électricité (PM) (adapté de Amor et al.[98]) 53

Figure 4-4: Illustration de l'équilibre entre l'offre et la demande pour différents scénarios de taxes carbone pour une heure donnée *h* et par autorité *j*. 62

Figure 5-1 : Influence du choix des données lors de l'évaluation des impacts environnementaux reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée d'énergies renouvelables pour les conditions météorologiques au-dessus de la moyenne de la province de Québec (a, b, c et d réfèrent à la santé humaine, la qualité des écosystèmes, les changements climatiques et les ressources. W30, W10, W1, PVm et PVp réfèrent aux éoliennes de petite puissance de 30 kW, 10 kW et 1 kW, panneaux de 3 kWp de type monocristallin et de type polycristallin) 76

Figure 5-2. Influence du choix des données lors de l'évaluation (en présence d'une taxe **de 30$US/tonne de CO_2**) des impacts environnementaux reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée d'énergies renouvelables pour les conditions météorologiques au-dessus de la moyenne de la province de Québec (a, b, c et d réfèrent à la santé humaine, la qualité des écosystèmes, les changements climatiques et les ressources. W30, W10, W1, PVm et PVp réfèrent aux éoliennes de petite puissance de 30 kW, 10 kW et 1 kW, panneaux de 3 kWp de type monocristallin et de type polycristallin) 81

Figure 5-3. Influence du choix des données lors de l'évaluation (en présence d'une taxe **de 90$US/tonne de CO_2**) des impacts environnementaux reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée d'énergies renouvelables pour les conditions météorologiques au-dessus de la moyenne de la province de Québec (a, b, c et d réfèrent à la santé humaine, la qualité des écosystèmes, les changements climatiques et les ressources. W30, W10, W1, PVm et PVp réfèrent aux éoliennes de petite puissance de 30 kW, 10 kW et 1 kW, panneaux de 3 kWp de type monocristallin et de type polycristallin) 82

Figure 5-4. Influence du choix des données lors de l'évaluation (en présence d'une taxe **de 30$US, 60$US et 90$US/tonne de CO_2**) des impacts économiques reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée d'énergies renouvelables pour les conditions météorologiques au-dessus de la moyenne de la province de Québec (W30, W10, W1, PVm et PVp réfèrent aux éoliennes de petites puissances de 30 kW, 10 kW et 1 kW, panneaux de 3 kWp de type monocristallin et de type polycristallin). 83

LISTE DES ANNEXES

ANNEXE 1: ARTICLE 1-CAN DISTRIBUTED GENERATION OFFER SUBSTANTIAL BENEFITS IN A NORTHEASTERN AMERICAN CONTEXT? A CASE STUDY OF SMALL-SCALE RENEWABLE TECHNOLOGIES USING A LIFE CYCLE METHODOLOGY 107

ANNEXE 2: ARTICLE 2-ELECTRICITY TRADE AND GHG EMISSIONS: ASSESSMENT OF QUEBEC'S HYDROPOWER IN THE NORTHEASTERN AMERICAN MARKET (2006-2008)..... 138

ANNEXE 3: ARTICLE 3-IMPLICATIONS OF MODELING TEMPORAL ASPECTS OF ELECTRICITY SUPPLY: LCA OF RENEWABLE DISTRIBUTED GENERATION IN THE NORTHEASTERN AMERICAN MARKET 170

ANNEXE 4: ARTICLE 4- ASSESSING THE ECONOMIC VALUE OF RENEWABLE DISTRIBUTED GENERATION IN THE NORTHEASTERN AMERICAN MARKET 204

ANNEXE 5 : ÉVALUATION DE L'INFLUENCE DE L'INTRODUCTION DE LA TAXE CARBONE SUR LES IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX ET ÉCONOMIQUES RELIÉS AUX CONSÉQUENCES DE L'INTÉGRATION DE LA PRODUCTION DISTRIBUÉE..... 251

ANNEXE 6 : DESCRIPTION DES ÉTAPES DU CYCLE DE VIE……...241

LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS

ACC	Analyse des couts du cycle de vie (appelé dans la littérature « life cycle costing »)
ACV	Analyse du cycle de vie
ACV-A	Analyse du cycle de vie attributionnelle
ACV-C	Analyse de cycle de vie conséquentielle
C.A.	Courant alternatif
C.C.	Courant continu
CC	Changement climatique (catégorie de dommage environnemental)
EICV	Évaluation des impacts du cycle de vie (appelé ACVI par ISO)
DALY	Disabled Adjusted Life Years
GES	Gaz à effet de serre
ICV	Inventaire du cycle de vie
ISO	Organisation internationale de standardisation
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattheure
PV	Photovoltaique
PDF*m²*an	Potentially Disapppeared Fraction (sur une certaine surface et sur une durée donnée)
QE	Qualité des écosystèmes (catégorie de dommage environnemental)
RES	Ressources (catégorie de dommage environnemental)
SH	Santé humaine (catégorie de dommage environnemental)
W	Watt

AVANT-PROPOS

Les travaux de doctorat ont donné lieu à deux articles scientifiques publiés dans des revues avec comités de révision et deux autres soumis à de telles revues et un article dans une revue professionnelle. Plus d'une dizaine de communications scientifiques ont été présentées dans le cadre de divers colloques et conférences sous forme de présentations orales (10) et d'affiches (5). Les détails sur l'ensemble des articles et communications sont présentés dans le tableau suivant.

Tableau A.P. 1 Compte rendu des articles et des communications

Type	Détails	Date
Article soumis dans une revue avec comité de révision	Mourad Ben Amor, Pierre-Olivier Pineau, Caroline Gaudreault, and Réjean Samson, 2011. *Assessing the economic value of renewable distributed generation in the Northeastern American market*. Soumis à Renewable and sustainable energy reviews.	2011
Article soumis dans une revue avec comité de révision	Mourad Ben Amor, Caroline Gaudreault, Pierre-Olivier Pineau, and Réjean Samson, 2011. *Implications of modeling temporal aspects of electricity supply: LCA of renewable distributed generation in the Northeastern American Market*. Soumis à Environmental Science & Technology.	2011
Article publié dans une revue avec comité de révision	Mourad Ben Amor, Pierre-Olivier Pineau, Caroline Gaudreault, and Réjean Samson, 2011. *Electricity trade and GHG emissions: Assessment of Quebec's hydropower in the Northeastern American market (2006–2008)*. Energy Policy. vol. 39 (3) 1711-1721.	2011
Article publié dans une revue professionnelle	Mourad Ben Amor, Pierre Olivier Pineau, Caroline Gaudreault et Réjean Samson, 2011. *L'hydroélectricité : Bilan GES de son commerce dans le nord-est du continent*. CHOC, vol. 28 (3) 33-35	2011
Article publié	Mourad Ben Amor, Pascal Lesage, Pierre-Olivier Pineau and Réjean	2010

dans une revue avec comité de révision	Samson, 2010. *Can distributed generation offer substantial benefits in a Northeastern American context? A case study of small-scale renewable technologies using a life cycle methodology*. Renewable and sustainable energy reviews. vol. 14 (9), 2885-2895.	
Conférence	Mourad Ben Amor, Pierre-Olivier Pineau, Caroline Gaudreault, and Réjean Samson, 2011. *Implications of Modeling Temporal Aspects of Electricity Supply: LCA of renewable distributed generation in the Northeastern American market*. LCA XI Conference, Chicago, US, 3-6 October, 1p.	2011
Conférence	Mourad Ben Amor, Pierre-Olivier Pineau, Caroline Gaudreault, and Réjean Samson, 2011. *The importance of dynamic production patterns in assessing the environmental and economic benefits of distributed generation from wind turbines and photovoltaic panels.* LCM 2011 Conference, Berlin, Germany, 28-31 August, 1p.	2011
Conférence	Mourad Ben Amor, Pierre-Olivier Pineau, Caroline Gaudreault, and Réjean Samson, 2011. *Electricity trade analysis and marginal technologies in consequential LCA: the case of Quebec's Hydropower in the Northeastern American Market (2006-2008)*. SETAC Europe 21st Annual Meeting, Milan, Italy, 15-19 May, 2p.	2011
Conférence	Mourad Ben Amor, Pierre-Olivier Pineau, Caroline Gaudreault, and Réjean Samson, 2011. *Time dependent identification of marginal technologies in consequential LCA: the case of Quebec's hydropower in Northeastern American market*. SAM 5 Conference, Metz, France, 11-12 May, 1p.	2011
Conférence	Mourad Ben Amor, Pierre-Olivier Pineau, Caroline Gaudreault, Pascal Lesage, and Réjean Samson, 2011. *How to Quantify Electricity Trades Implications on GHG Emissions? The Case of Quebec's Hydropower in the Open Northeastern American Market*	2011

	.7th Australian Life Cycle Assessment Conference, Melbourne, Australia, 9-10 Marsh, 1p.	
Conférence	Mourad Ben Amor, Pascal Lesage, Pierre-Olivier Pineau, Caroline Gaudreault, and Réjean Samson, 2010. Technico-Economic Analysis and LCA of Distributed Generation: A Case Study of Small Wind Turbines and Photovoltaic Panels in a Northeastern American Context. LCA X Conference, Portland, US, 2 November, 1p.	2010
Conférence	Mourad Ben Amor, Pierre-Olivier Pineau, Caroline Gaudreault, and Réjean Samson, 2010. *GHG emissions quantification resulting from hydropower-based electricity trade and market analysis: The case of Quebec (2006-2208)*. 29th USAEE/IAEE North American Conference, Calgary, Canada, 14 October, 13p.	2010
Conférence	Mourad Ben Amor, Pascal Lesage, Pierre-Olivier Pineau et Réjean Samson, 2010. *Y a-t-il place à la production distribuée au Québec? Évaluation technico-économique et ACV du solaire Photovoltaique et éoliennes de faible puissance*. 78ème Congrès de l'ACFAS, Montréal, Canada, 10-14 mai, 1 p.	2010
Conférence	Mourad Ben Amor, Pascal Lesage, Pierre-Olivier Pineau et Réjean Samson, 2010. *Y a-t-il place à la production distribuée au Québec?* Colloque 213 : Quelle place pour le Québec dans le secteur des énergies renouvelables? Montréal, Canada, 10-14 Mai, 1 p.	2010
Conférence	Mourad Ben Amor, Pascal Lesage, Pierre-Olivier Pineau, and Réjean Samson, 2010. *LCA and technico-economic analysis of distributed generation: Small Wind Turbines and photovoltaïc versus a central grid in a Northeastern American context*. 4th Canadian Forum on the Life Cycle Management of Products and Services, Montréal, Canada, 4-5 May, 1 p.	2010

Affiche	Mourad Ben Amor, Pierre-Olivier Pineau, Caroline Gaudreault, and Réjean Samson, 2011. *How to Quantify Electricity Trades Implications on GHG Emissions? The Case of Quebec's Hydropower in the Open Northeastern American Market*. LCA XI Conference, Chicago , US, 3-6 October, 1p	2011
Affiche	Mourad Ben Amor, Pascal Lesage, Pierre-Olivier Pineau, Caroline Gaudreault et Réjean Samson, 2011. *Technico-Economic Analysis and LCA of Distributed Generation: A Case Study of Small Wind Turbines and Photovoltaic Panels in a Northeastern American Context*. 7th Australian Life Cycle Assessment Conference, Melbourne, Australia, 9-10 Marsh 2010, 1p.	2011
Affiche	Mourad Ben Amor, Pascal Lesage, Pierre-Olivier Pineau, and Réjean Samson, 2010. *Assessing distributed generation from a life cycle perspective: photovoltaic and small wind turbines versus a central grid in a Northeastern American context*. SETAC Europe 20th Annual Meeting, Seville, Spain 23-27 May, 2 p.	2010
Affiche	Mourad Ben Amor, Pascal Lesage, Pierre-Olivier Pineau, et Réjean Samson, 2010. *Assessing distributed generation from a life cycle perspective: photovoltaic and small wind turbines versus a central grid in a Northeastern American context*. Seconde édition du Forum Étudiant, Montréal, Québec, 3 mai, 1 p.	2010
Affiche	Mourad Ben Amor, Pascal Lesage, Pierre-Olivier Pineau, and Réjean Samson, 2009. *Can microgeneration make a major contribution in a Quebec context? Evaluation based on five grid-connected renewable technologies.* LCA IX Conference, Boston, US, 29 September, 1p.	2009

INTRODUCTION

1.1 Contexte et problématique

La valeur économique des impacts environnementaux de la production énergétique va vraisemblablement se concrétiser avec l'introduction dans les marchés de la taxe sur le carbone ou de plafond d'émissions de gaz à effet de serre (GES). Un crédit de GES pourrait même dans certains cas être accordé (comme c'est d'ailleurs le cas dans les mécanismes de développement propre[1]), permettant ainsi de compenser des émissions au sein d'un système contraignant de plafonnement et d'échange de permis d'émissions de GES. Avec une valeur économique tangible, les couts reliés à ces crédits d'émissions ont un poids dans le bilan économique des filières énergétiques. Ces couts font partie des déclencheurs de l'évolution du réseau électrique faisant face à la pénétration des sources d'énergies renouvelables comme l'éolien et le solaire [1, 2].

Dans ce contexte, le développement de la production distribuée d'énergies renouvelables peut potentiellement être favorisé par rapport à la production centralisée, permettant au consommateur de devenir producteur au moyen de leurs propres installations en injectant une partie ou la totalité de leurs productions d'énergies renouvelables dans le réseau d'électricité. La production distribuée est appelée à se développer avec la poussée de plusieurs programmes incitatifs comme la tarification nette [3]. En effet, plusieurs distributeurs d'électricité offrent une tarification incitative aux consommateurs qui souhaitent produire leur électricité tout en bénéficiant du raccordement au réseau. Environ 2200 éoliennes de petites puissances (entre 300 W et 300 kW) sont actuellement en fonction au Canada [4]. En plus de la tarification nette, le développement de la production distribuée s'appuie sur des programmes d'incitation à la production verte mis en place en vertu d'objectifs nationaux de réduction des émissions polluantes et de GES [1, 5].

---

[1] Dans le cas de la province de Québec, le nouveau projet de règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (publié dans la Gazette officielle du Québec le 7 juillet 2011) prévoit réglementer le secteur de l'électricité à compter de 2013, et étendre la couverture du système au secteur du bâtiment à compter de 2015.

Pour bien cerner les enjeux liés à la production distribuée d'énergies renouvelables, il est nécessaire d'en évaluer la performance, et ce, de manière holistique. La performance globale de la production distribuée peut s'évaluer selon plusieurs aspects, à savoir :

1. Les aspects techniques : la performance technologique des systèmes de production d'énergies renouvelables, la variabilité de leurs productions, la qualité des gisements d'énergies renouvelables, etc. [6];
2. Les aspects économiques : les couts des équipements, les couts de l'installation, les couts de raccordement et de mains-d'œuvre, etc. [7];
3. Les aspects environnementaux : les impacts de la fabrication des équipements, les impacts de l'étape du transport et de l'installation, les impacts de l'étape de production, les impacts de fin de vie des équipements, etc.[8-10], et;
4. Les aspects sociaux[2] : l'engagement communautaire des compagnies de fabrication, insertion sociale de personnes défavorisées, le nombre d'heures de travail, etc. [11].

Les impacts reliés aux aspects présentés ci-dessus dépassant les frontières de l'étape de la mise en opération des systèmes de production distribuée, c'est pourquoi des outils holistiques d'évaluation sont nécessaires. Dans ce contexte, l'approche cycle de vie permet d'élargir l'évaluation traditionnelle des impacts des systèmes de production distribuée d'énergies renouvelables et d'intégrer divers aspects associés aux cycles de vie. Par cycle de vie, on entend les étapes consécutives et liées du système à l'étude, de l'extraction et du traitement des matières premières, des processus de fabrication, du transport, du fonctionnement, et finalement, du recyclage et de la gestion des déchets en fin de vie [12]. L'objectif principal de l'approche cycle de vie est de réduire la consommation de ressources et l'émission de polluants à l'environnement ainsi que d'améliorer la performance économique et sociale des systèmes de produits aux diverses étapes de leur cycle de vie.

Dans le cas de la production distribuée d'énergies renouvelables, plusieurs catégories d'impacts ont été étudiées par le passé, comme les impacts sur les changements climatiques [13],

---

[2] Les aspects sociaux ont été ajoutés à cette liste par souci d'inclusion et ne seront pas traités dans le cadre du projet de recherche.

l'utilisation des terres [14], les impacts économiques [6, 7], etc. Cependant, les exemples d'évaluation intégrée des différents résultats restent encore rares dans la littérature [15, 16], et ce, malgré que plusieurs travaux ont souligné l'intérêt de combiner plusieurs outils du cycle de vie [17-21]. En plus de l'évaluation intégrée des différents aspects du cycle de vie, il est également important d'évaluer les impacts reliés aux conséquences de l'intégration des systèmes de production distribuée d'énergies renouvelables dans le réseau électrique. Sachant qu'il y a une différence entre les impacts d'un kW d'électricité transféré au réseau électrique (après déduction des besoins de la maison) provenant par exemple des PVs le matin entre 6 h et 8 h en hiver (la période de demande de pointe au Québec) et d'un kW à midi au mois de juillet, tenir compte de la dynamique de la production électrique est nécessaire pour évaluer les conséquences de la production distribuée. Jusqu'à présent, les études identifiées ne considèrent pas la dynamique de la production électrique. Cette dynamique se présente à la fois au niveau de la variation de l'opération des technologies de production électrique dans le réseau centralisé et aussi au niveau de la production distribuée d'énergies renouvelables, telles que le solaire et l'éolien, également variable dans le temps. La non-considération de la dynamique de la production électrique pousse les études à simplifier la modélisation des systèmes de production électrique et, par conséquent, pourrait limiter la représentativité de leurs conclusions [7, 22, 23].

En dernier lieu, comme il a été mentionné au début de cette section, la valeur économique des impacts environnementaux de la production énergétique va vraisemblablement se concrétiser avec l'introduction dans les marchés de la taxe sur le carbone. Par exemple, en Europe, l'imposition de la taxe sur le carbone aux systèmes de production d'énergie produisant des GES comme les énergies fossiles peut avantager d'une manière indirecte la production d'énergies renouvelables [24]. C'est pourquoi il est également important d'évaluer les répercussions d'un tel mécanisme de taxation sur l'intégration de la production distribuée d'énergies renouvelables dans le réseau électrique [25, 26]. Pour conclure, étudier ces problématiques est crucial pour bien cerner les enjeux potentiels de la production distribuée comme programme énergétique comparativement à la production centralisée.

1.2 Objectif général

L'objectif général du projet de recherche est de montrer l'impact de l'intégration de la dynamique de la production électrique lors de l'évaluation par une approche cycle de vie des impacts environnementaux et économiques à court terme[3] liés aux conséquences de la production distribuée d'énergies renouvelables.

Pour ce faire, l'étude de cas de la production distribuée d'énergies renouvelables par le solaire photovoltaique et les éoliennes de petites puissances dans le réseau centralisé du nord-est américain est considérée.

1.3 Organisation des travaux

D'abord, la revue de littérature, présentée au chapitre suivant, décrit les outils du cycle de vie et plus précisément l'analyse du cycle de vie et l'analyse des couts du cycle de vie. Cette description est suivie d'une synthèse des récents développements méthodologiques et des limites des outils cycle de vie quant à leurs évaluations des impacts économiques et environnementaux reliés aux conséquences de l'intégration des systèmes de production distribuée d'énergies renouvelables dans le réseau électrique. À la lumière cette revue critique de la littérature, l'objectif principal du projet de recherche et la méthodologie permettant d'atteindre chacun des sous objectifs de la thèse sont présentés dans les chapitres 3 et 4. Ensuite, les principaux résultats du projet de recherche sont présentés dans le chapitre 5. Ce dernier résume les résultats se trouvant dans les quatre articles (Annexe 1 à 4) et dans l'annexe 5 de la thèse. Finalement, les chapitres 6 et 7 résument les implications et les limitations des travaux ainsi que les principales conclusions et contributions.

---

[3] En contraste avec une évaluation à long terme qui tiendrait compte des conséquences liées à l'implantation de nouvelles technologies, une évaluation à court terme ne comprend que les effets de l'utilisation des capacités de production existantes.

CHAPITRE 2 CONCEPTS ET REVUE CRITIQUE DE LA LITTÉRATURE

2.1 Production distribuée d'énergies renouvelables

2.1.1 Les systèmes de production d'énergies renouvelables connectés au réseau

Le principe de fonctionnement d'un système de production d'énergies renouvelables connecté au réseau électrique est relativement simple. En prenant l'exemple des modules Photovoltaiques d'une résidence, l'énergie produite par ce système est injectée dans le réseau électrique, après conversion du courant continu en courant alternatif compatible avec le réseau. D'un autre côté, le consommateur reste toujours connecté au réseau pour combler ses besoins énergétiques. Ainsi, avec cette configuration, il n'est plus nécessaire de stocker l'énergie produite dans des batteries comme c'est le cas pour les systèmes autonomes.

La production distribuée d'énergies renouvelables est appelée à se développer avec la poussée de plusieurs programmes incitatifs comme la tarification nette [3]. En effet, plusieurs distributeurs d'électricité offrent une tarification incitative aux consommateurs qui souhaitent produire leur électricité tout en bénéficiant du raccordement au réseau. Par exemple, l'*Ontario Power Authorithy* a mis en place en 2007 un programme dans le cadre duquel l'électricité produite à partir des modules PV est achetée à prix avantageux[4] [27]. Dans le cas de la province de Québec, la production distribuée est rendue possible depuis 2006. En effet, l'électricité injectée par l'abonné dans le réseau fait objet d'une note de crédit dans son dossier et sera substituée à sa consommation totale [3]. Au-delà de la tarification nette, le développement de la production distribuée s'appuie également sur des programmes d'incitation à la production verte mis en place en vertu d'objectifs nationaux de réduction des émissions polluantes et de GES [1, 5].

[4] 42 cents par kilowattheure (kWh)

Étant les filières plus fréquemment utilisées, le projet de recherche va se concentrer sur la production distribuée d'énergies renouvelables par le solaire Photovoltaique et les éoliennes de petites puissances.

2.1.2 Description des systèmes de production d'énergies renouvelables

Dans un contexte de production distribuée, un système de production d'énergies renouvelables connecté au réseau est généralement composé [28]:

- Du système de production d'énergie (par exemple : modules Photovoltaiques ou éoliennes de petites puissances);
- D'un ou plusieurs onduleurs;
- De compteurs d'électricité, de câbles électriques pour les connexions; et
- De diverses composantes (protection contre la foudre, fusibles et disjoncteurs).

La figure suivante présente un exemple de configuration des éléments nécessaires pour la production d'énergies renouvelables avec raccordement au réseau [29]. Les principales composantes des systèmes sélectionnées sont décrites dans les sous-sections suivantes.

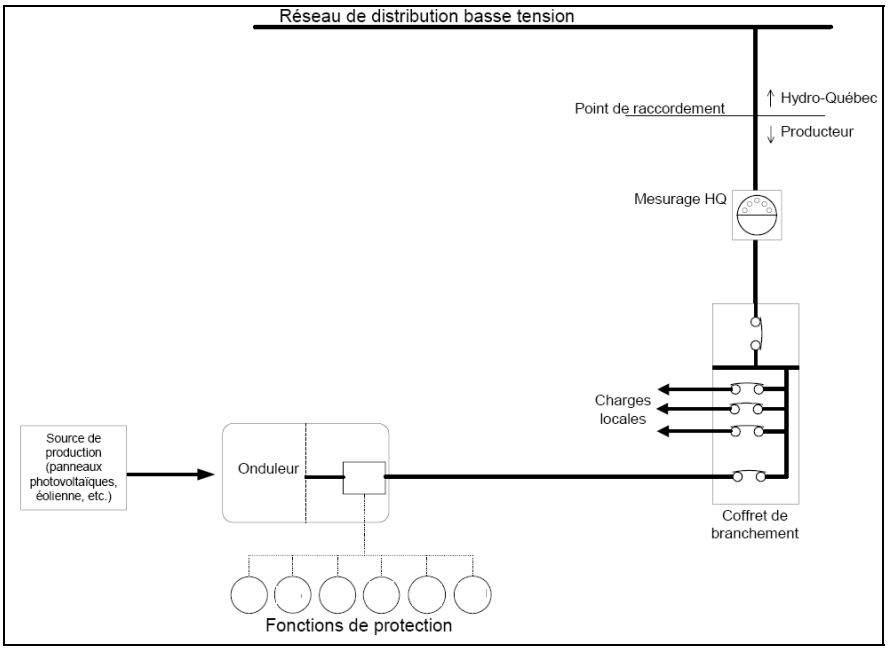


Figure 2-1: Principe du raccordement au réseau de distribution d'un système de production distribuée (adapté de Hydro-Québec [29])

2.1.2.1 Les modules Photovoltaiques (PV)

Plusieurs générations existent déjà pour la filière PV. Cependant, certaines générations bénéficient d'un bon degré de maturité comparativement à d'autres, qui sont encore au stade expérimental. Parmi les modules PV les plus commercialisés, il existe les sous-catégories suivantes [30]:

- Silicium monocristallin et polycristallin (mc-Si et pc-Si) ; et
- Films minces (Si-amorphe microcristallin (a-Si), cellule tellure de cadmium (CdTe), cellule Cuivre Idium Gallium Sélénium (CIGS) et cellule diséléniure de cuivreindium (CIS).

Jusqu'à présent, la première sous-catégorie représente la majeure partie du marché comparativement à la deuxième, qui commence à se tailler une place [31].

Le principe d'un système Photovoltaique est de transformer la lumière du soleil en électricité. Les cellules Photovoltaiques sont composées d'un matériau semi-conducteur (en général du silicium). Lorsque les photons frappent ces cellules, ils transfèrent leur énergie aux électrons du matériau. Ceux-ci se mettent alors en mouvement dans une direction particulière, soit une grille collectrice située au-dessus, créant ainsi un courant électrique continu, dont l'intensité en fonction de l'ensoleillement. Les modules sont les convertisseurs d'énergie lumineuse en électricité composés d'un ensemble de cellules Photovoltaiques reliées entre elles électriquement. Les cellules Photovoltaiques sont constituées de semi-conducteurs à base de silicium. Elles se présentent sous la forme de deux plaques fines en contact étroit. Ces semi-conducteurs sont confinés entre deux électrodes métalliques, et le tout est protégé par une vitre. Les modules Photovoltaiques se distinguent en fonction des technologies de silicium qu'ils utilisent [32].

Pour produire une cellule monocristalline, du silicium pur est nécessaire. Le silicium est obtenu grâce à un processus de réduction de la silice en utilisant du carbone. La silice (quartz) est extraite et purifiée avant la réduction. Le silicium fondu va, lors de son refroidissement, former un seul cristal de grande dimension. Des tiges de silicium monocristallin sont alors extraites du cristal puis sciées en fines tranches pour obtenir des rondelles (*wafer*) nécessaires pour la fabrication des cellules. Ces cellules, en général d'un bleu uniforme, possèdent un rendement supérieur aux cellules polycristallines (environ 16%) [30, 33].

Pour produire une cellule polycristalline (le terme multicristalline est également utilisé), du silicium liquide est coulé dans des blocs qui sont par la suite sciés en tranches. Au cours de la solidification, des structures cristallines de tailles diverses se forment, ce qui explique l'apparence non uniforme des cellules. Ces cellules possèdent un rendement légèrement inférieur aux cellules monocristalline (environ 14%), mais restent appliquées pour produire de l'énergie renouvelable [31]. Le projet de recherche ne considère que ces deux types de cellules PV, qui sont actuellement les plus répandues.

2.1.2.2 Les éoliennes de petites puissances

Selon le TechnoCentre éolien [34], le marché canadien des éoliennes de petites puissances est divisé en trois catégories, soient :

- Les mini-éoliennes, ayant une capacité de production nominale de 300 W à 1 kW;
- Les petites éoliennes, dont la capacité se situe entre 1 et 30 kW (fréquemment employées pour la production distribuée et admissibles à la tarification nette); et
- Les moyennes éoliennes, se situant entre 30 et 300 kW.

Bien qu'il existe plusieurs types d'éoliennes, la technologie à axe horizontal à trois pales est la plus utilisée. Un système éolien consiste à capter l'énergie éolienne et la convertir en énergie utile. L'énergie utile produite peut être mécanique ou électrique. Pour le premier exemple, le vent fait tourner un rotor d'éolienne qui entraîne un dispositif mécanique, comme un système de leviers, qui fait à son tour fonctionner une pompe à eau par exemple. Pour le second cas, l'éolienne remplace le fonctionnement d'une génératrice pour la production électrique [32].

Les composantes principales d'une éolienne de petites puissances sont la tour (partie fixe), le rotor et les nacelles (parties amovibles ou mobiles). Ces composantes sont essentiellement constituées de métal (acier, aluminium, cuivre) et de fibre de verre [35]. L'installation de la partie mobile est accomplie de façon similaire à d'autres projets d'infrastructures utilisant divers matériaux de construction comme les câbles en acier dans le cas d'un soutènement. La tour supporte l'éolienne et fait donc partie intégrante du système éolien. Il existe différents types de tours. Les tours haubanées sont économiques et très résistantes. L'ancrage adéquat des haubans nécessite un espace suffisant à la base de la tour. Les fondations en béton de la tour doivent être assez profondes pour résister aux efforts maximums de traction des câbles. Les tours en treillis

autoportantes sont généralement plus couteuses, car les matériaux qui entrent dans leur construction doivent être plus lourds. N'étant pas haubanées, elles doivent posséder des fondations plus importantes [34].

2.1.2.3 Les onduleurs

Les onduleurs ou convertisseurs servent à transformer la tension continue fournie par les panneaux solaires et les éoliennes de petites puissances en courant alternatif compatible avec le réseau. Ainsi, il est possible d'injecter l'énergie produite par ces systèmes dans le réseau d'approvisionnement électrique. Il existe deux types de convertisseurs :

- Les convertisseurs DC/DC (continu/continu) : servent pour convertir les tensions des batteries en tension DC différente pour alimenter un appareil spécial (chargeur de portable, radio, ordinateur portable, etc.); et
- Les onduleurs DC/AC (continu/alternatif) : servent pour convertir la tension continue fournie par les systèmes de production d'énergies renouvelables en tension alternative.

Seulement le deuxième type de convertisseurs s'applique dans le cas de la production distribuée. Il est à souligner que les éoliennes, dont la puissance dépasse 30 kW, utilisent couramment des génératrices asynchrones qui produisent un courant alternatif compatible avec le réseau, et qui peuvent être raccordées directement à ce dernier sans onduleur (bien que d'autres équipements de conditionnement d'énergie électrique, tels que des transformateurs, puissent être nécessaires). De telles éoliennes doivent généralement être raccordées au réseau pour pouvoir fonctionner, puisque la génératrice en utilise le courant pour l'excitation de champ et la synchronisation de la fréquence [34, 35].

La décision de favoriser le développement de la production distribuée d'énergies renouvelables, où le raccordement des systèmes présentés dans cette section au réseau est requis, doit être précédé par une analyse de plusieurs éléments qui en déterminent la performance : évaluation de la ressource renouvelable qui constitue la base principale de tout projet, conception du système, études des impacts environnementaux, achat du système et de ses composantes, installation, durée de vie de l'équipement, frais d'entretien, remplacement des composantes, études des conséquences de l'intégration de la production renouvelable dans le réseau, etc. Ainsi, un grand

nombre d'éléments techniques, économiques et environnementaux entrent en ligne de compte lors de la réalisation d'un projet de production distribuée d'énergies renouvelables.

Plusieurs études ont été réalisées traitant de cette problématique et plus particulièrement de l'évaluation de la performance de production d'énergies renouvelables incluant les conséquences de son intégration dans le réseau centralisé. Avant de passer à l'analyse critique des études antérieures, les outils du cycle de vie et plus particulièrement l'analyse du cycle de vie et l'analyse des couts du cycle de vie, leurs principes et différents indicateurs de performance sont présentés dans les sous-sections suivantes.

2.2 Outils d'évaluation environnementale

2.2.1 Introduction à l'ACV

L'ACV permet d'évaluer les «impacts environnementaux potentiels associés à un produit[5] et/ou un service» [12]. L'évaluation des impacts environnementaux se fait suivant une approche holistique qui tient compte de l'extraction et du traitement des matières premières, des processus de fabrication, du transport, de l'utilisation, de la réutilisation du produit fini et finalement, du recyclage et de la gestion des déchets en fin de vie. Ce type d'analyse, nommée du « berceau au tombeau » (*cradle-to-grave*) permet ainsi d'éviter des déplacements de problèmes ou d'impacts à la suite d'un changement quelconque au sein de la même entreprise [36]. La procédure méthodologique de la réalisation d'une ACV est régie par l'organisation internationale de normalisation (ISO) et plus précisément par les normes ISO 14040 [12] et 14044 [37]. Cette procédure comprend quatre phases présentées à la figure ci-dessous :

- Définition des objectifs et du champ de l'étude (c.-à-d. établir le cadre méthodologique auquel les phases subséquentes de l'ACV doivent se conformer) ;
- Inventaire (c.-à-d. cueillette des données pour la quantification des entrants et des sortants du système de produits) ;

[5] Le terme « produit », utilisé pour des raisons de simplification, fait référence aux systèmes de produits et aux systèmes de services.

- Évaluation de l'impact (c.-à-d. évaluer les impacts environnementaux potentiels liés aux entrants et sortants) ; et
- Interprétation des résultats de l'inventaire et de l'évaluation de l'impact en se référant aux objectifs et champ de l'étude.

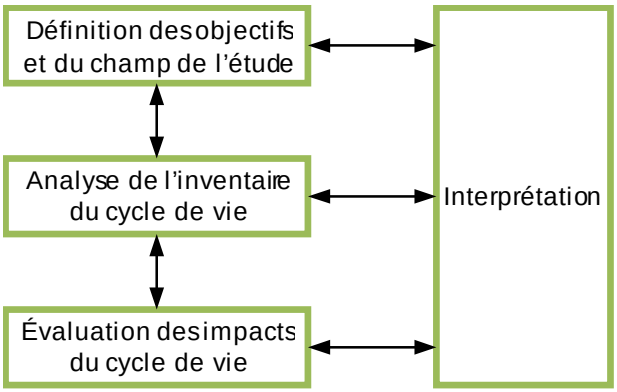

Définition des objectifs et du champ de l'étude
Analyse de l'inventaire du cycle de vie
Évaluation des impacts du cycle de vie
Interprétation

Figure 2-2: Cadre d'une analyse de cycle de vie selon la norme ISO 14040 (adapté de ISO 14040 [12])

L'ACV est un processus itératif et les choix effectués au cours de l'étude peuvent être modifiés suite à l'acquisition de nouvelles informations. Les normes ISO présentées précédemment guident uniquement le côté procédural de la méthodologie et non un modèle fixe d'évaluation. Ceci implique qu'il faut distinguer la procédure (c.-à-d. méthodologie) du modèle ACV (c.-à-d. modélisation) [38, 39]. L'absence d'un modèle fixe d'évaluation a mené à la distinction entre deux types d'ACV. En effet, il est maintenant reconnu que deux types d'ACV peuvent être utilisés [40, 41] : L'ACV Attributionnelle (ACV-A) et l'ACV Conséquentielle (ACV-C).

2.2.2 Distinction entre l'ACV-A et l'ACV-C

La différenciation entre ces deux types d'ACV a commencé à être proposée dans les années 1990 [42, 43]. Cette distinction se fait au niveau des différentes étapes de l'ACV décrites précédemment et détaillées ci-après.

2.2.2.1 Définition des objectifs et du champ de l'étude

La définition de l'objectif de l'ACV indique les raisons conduisant à réaliser l'étude et l'application envisagée. La définition du champ de l'étude précise ensuite les exigences quant

aux différents aspects de la modélisation qui découlent de cet objectif. Deux grands types d'applications de l'ACV peuvent être distingués et correspondent à la raison d'être de l'ACV-A et de l'ACV-C. Premièrement, l'ACV-A a pour objectif général de décrire et mesurer les impacts environnementaux du cycle de vie attribuables à un produit. Dans cette optique, le système de produit modélisé doit prendre en considération tous les processus élémentaires qui sont liés par des flux de matières et d'énergie impliqués dans le cycle de vie du produit à l'étude [36]. D'un autre côté, l'ACV-C a pour objectif général de décrire et mesurer les conséquences environnementales à la suite d'un ou plusieurs changements apportés dans un ou plusieurs systèmes de produits. Dans ce cas, le système de produit doit tenir compte des processus élémentaires pertinents dans l'évaluation des répercussions de ce type de changement (identifier quels processus sont affectés par une perturbation [44]). Ces processus peuvent être liés au système perturbé dans des flux de matières et d'énergie, mais aussi par des relations purement économiques.

La définition du champ de l'étude consiste à spécifier la fonction, l'unité fonctionnelle et les frontières du système étudié. La définition de la fonction consiste à choisir la base sur laquelle le système étudié sera évalué ou les systèmes seront comparés. L'unité fonctionnelle est une description quantitative de la fonction du système. En référence aux objectifs de l'ACV-A, la variation de la taille de l'unité fonctionnelle n'a pas de répercussion sur l'évaluation, sachant qu'en ACV-A, le système de produit est modélisé de façon linéaire à son unité fonctionnelle. Ceci peut être différent dans le cas de l'ACV-C, selon la taille du changement apporté au système de produit étudié. Ainsi, les conséquences ne varient donc pas nécessairement linéairement avec la taille de l'unité fonctionnelle.

Finalement, lors de la définition des frontières du système de produit en ACV-A, le système de produit doit comprendre tous les processus élémentaires qui sont liés par des flux de matière et d'énergie au cycle de vie du produit étudié. Idéalement, seuls les processus élémentaires ne contribuant que de façon négligeable à l'inventaire peuvent être exclus. Pour l'ACV-C, l'inclusion de processus élémentaires est guidée par leur pertinence dans l'évaluation de l'effet du changement. Les processus, plutôt que d'être strictement liés par des flux de matière et d'énergie, le sont par des liens de cause à effet trouvant leur origine dans le changement qu'implique la décision analysée (relations économiques). Cette deuxième définition permet de prendre en compte dans le système de produit analysé par l'ACV-C des processus élémentaires qui ne

feraient pas partie du cycle de vie du produit en tant que tel, mais qui sont pourtant affectés par la décision évaluée. La présentation de la deuxième phase dans la sous-section suivante, soit l'inventaire du cycle de vie (ICV), continue à son tour de montrer la différence entre l'ACV-A et l'ACV-C.

2.2.2.2 Inventaire du cycle de vie (ICV)

Tout d'abord, l'analyse de l'ICV est la phase lors de laquelle l'inventaire est compilé. Elle se résume à inventorier les données pertinentes d'entrée et de sortie relatives au système étudié. Donc, la collecte des données est une étape primordiale pour atteindre les objectifs de l'étude. Les deux grandes différences entre les ACV-A et les ACV-C se situent au niveau (1) du choix du type de données d'inventaire à utiliser et (2) de la façon de traiter les problèmes des processus élémentaires multifonctionnels et d'imputation.

Le choix du type de données d'inventaire lors de la modélisation de l'ACV est l'une des principales raisons poussant la distinction entre l'ACV-A et l'ACV-C [45]. Les données moyennes, utilisées en ACV-A, représentent la moyenne des impacts environnementaux potentiels associés à un produit [45], comparativement aux données marginales, utilisées en ACV-C, qui représentent les effets d'un changement (marginal [44] ou non [46]) sur les impacts environnementaux potentiels associés à un produit. En se référant aux choix de processus élémentaires à inclure dans le système de produit : une donnée moyenne représente les processus élémentaires qui sont impliqués dans le cycle de vie du produit alors qu'une donnée marginale est définie comme une donnée qui ne tient compte que des technologies marginales affectées par une perturbation dans le volume de production.

Par exemple, en ACV-A, la modélisation de la production électrique nécessite la modélisation du parc de production électrique dans son ensemble (*Grid-mix*). Plus spécifiquement, ces données représentent les sources de production électrique en opération dans une délimitation géographique et lors d'une période donnée [47]. Ainsi, les impacts environnementaux d'une consommation d'énergie électrique par un processus élémentaire renvoient à une moyenne des charges environnementales de chaque source pondérée par sa contribution au réseau. En d'autres mots, si une délimitation géographique donnée (par exemple région) produit son électricité à 50% par l'hydroélectricité, à 15% par le gaz naturel et à 35% par le charbon, le vecteur de flux élémentaires **b** à utiliser est calculé par :

$$\mathbf{b}_{\text{elec moyen}} = 0{,}5 \times \mathbf{b}_{\text{hydro}} + 0{,}15 \times \mathbf{b}_{\text{gas}} + 0{,}35 \times \mathbf{b}_{\text{charbon}} \quad (1)$$

En ACV-C, les données marginales se distinguent selon deux types : les données marginales pour le court-terme (*Short-term marginal data*) et les données marginales pour le long-terme (*Long-term marginal data*). Dans l'exemple précédent de production électrique, une donnée marginale de type court-terme sur la même production d'électricité ne tiendrait compte, quant à elle, que de la centrale d'électricité qui se voit perturbée dans sa production (par exemple, devra augmenter sa production à cause de l'augmentation de la consommation électrique) [44, 48]. Si les productions hydroélectriques et au charbon se font déjà à pleine capacité, la technologie marginale sera la production thermique, qui n'a qu'à accroître sa consommation en gaz naturel pour répondre à la demande supplémentaire. Dans ce cas, le vecteur de flux élémentaires devient :

$$\mathbf{b}_{\text{elec marg court}} = \mathbf{b}_{\text{gas}} \quad (2)$$

D'un autre côté, la modélisation des données marginales de la production électrique pour le long-terme est représentée par un changement de capacité et/ou types de centrales électriques qui est prévu pour installation dans un contexte d'augmentation de la demande électrique [44, 48]. En continuant avec le même exemple, si les barrages hydroélectriques sont prévus pour être construits dans le but de répondre à une augmentation future de l'électricité, les barrages hydroélectriques seront probablement les plus susceptibles à répondre à un changement. Dans ce cas, le vecteur de flux élémentaires devient :

$$\mathbf{b}_{\text{elec marg long}} = \mathbf{b}_{\text{hydro}} \quad (3)$$

Un processus élémentaire multifonctionnel est un processus auquel est associé plus d'un flux fonctionnel. Il existe trois cas généraux où ce problème est rencontré.

- les processus de co-production, qui résultent en plus d'un produit (dans ce cas les flux fonctionnels sont les différents produits du processus);
- les processus de traitement des matières résiduelles, qui traitent les matières résiduelles de plusieurs types simultanément (dans ce cas les flux fonctionnels sont liés à la gestion de différents déchets); et

- les processus de recyclage, qui d'un côté, gèrent un déchet et de l'autre produisent un bien (dans ce cas un des flux fonctionnels est lié à la gestion du déchet et l'autre à la production du bien).

Une problématique d'imputation survient lorsqu'un processus multifonctionnel (ou ses flux fonctionnels) est partagé entre deux cycles de vie différents. Il est alors nécessaire de décider comment imputer les entrants et sortants de ce processus entre les flux fonctionnels de celui-ci. La norme ISO 14044 offre la procédure suivante pour résoudre le problème d'imputation par ordre de préférence [49]:

1) Lorsque possible, l'imputation devrait être évitée :
    a. En subdivisant le processus en sous-processus distincts; ou
    b. En élargissant le système de produit pour inclure les fonctions additionnelles dues aux co-produits.
2) L'imputation devrait être effectuée selon les relations physiques entre les produits comme la masse, la teneur énergétique, etc.;
3) L'imputation devrait être effectuée selon les relations non physiques entre les produits en utilisant la valeur économique des coproduits.

Cette procédure ne reconnaît pas le lien entre le type d'ACV et le choix d'une règle d'imputation. En, effet, l'ACV-A utilise généralement des méthodes d'imputation alors que l'ACV-C utilise l'élargissement des frontières du système par définition.

2.2.2.3 Évaluation des impacts environnementaux du cycle de vie (EICV)

La phase d'évaluation de l'impact du cycle de vie (EICV et appelée ACVI par ISO) est la troisième phase de l'ACV. Son objectif est d'évaluer la portée des impacts environnementaux potentiels en utilisant les résultats de l'inventaire du cycle de vie et de fournir des informations utilisables pour la phase d'interprétation. La phase d'inventaire permet la quantification de flux de matières et d'énergies associés au système à l'étude. La grande quantité de données recueillies durant la phase de l'inventaire rend l'interprétation de ces données fastidieuse. C'est pourquoi faire appel à des méthodes d'évaluation des impacts de l'inventaire est fort utile lors de la phase d'interprétation. On en dénombre plusieurs : IMPACT 2002+ [50],TRACI[51], LUCAS[52], etc.

Typiquement, ces méthodes utilisent soit une approche axée sur les problèmes environnementaux, soit une approche axée sur les dommages environnementaux, soit une approche combinée. Les dommages environnementaux se distinguent des problèmes environnementaux par la réduction du nombre de catégories lors de la phase d'interprétation. Par exemple, tel qu'illustré à la Figure 2-3, la méthode IMPACT 2002+ propose une approche combinée problèmes/dommages comprenant 14 catégories de problèmes et 4 catégories de dommages [50]. Encore une fois, le choix de la méthode dépend des objectifs et des catégories d'impacts à étudier [36].

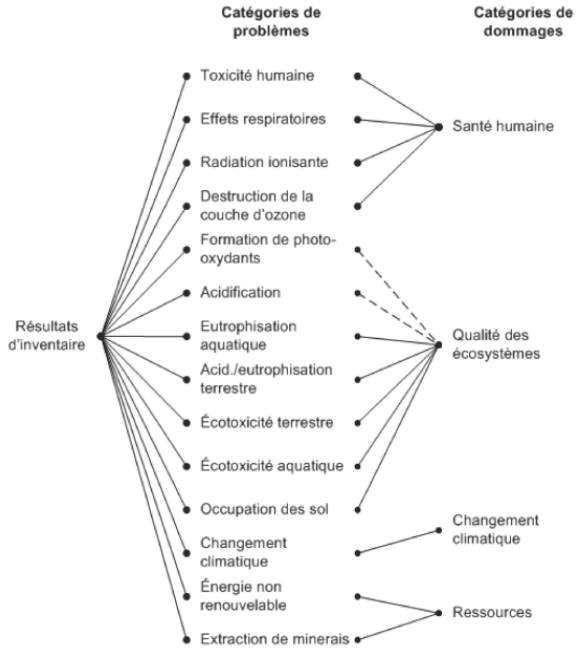


Figure 2-3: Schéma général du cadre d'IMPACT 2002+ (adapté de Jolliet et al. [50])

L'ACVI constitue un processus quantitatif et qualitatif qui permet d'identifier, de caractériser puis d'évaluer les impacts potentiels. Selon la norme ISO [12], les éléments obligatoires de l'évaluation des impacts du cycle de vie sont :

- La sélection des catégories d'impacts, des indicateurs de catégories et des modèles de caractérisation ;
- L'affectation des résultats de l'inventaire du cycle de vie aux catégories d'impact (classification) ; et
- Le calcul des résultats d'indicateurs de catégories (caractérisation).

Les éléments facultatifs incluent la normalisation, le regroupement et la pondération. La normalisation consiste à calculer l'importance des résultats des indicateurs de catégories par rapport à une référence donnée. Ensuite, le regroupement consiste à faire le tri des dommages ou des problèmes environnementaux pour un but de classement. Finalement, la pondération permet de convertir et agréger les résultats d'indicateurs en un score unique en fonction de facteurs de pondération fondés sur des choix de valeurs.

L'évaluation de l'impact peut inclure un processus itératif de revue des objectifs et du champ de l'étude d'ACV afin de déterminer si les objectifs de l'étude sont atteints. À ce jour, il n'y a aucune différence d'application de l'EICV dans le cadre d'une ACV-A ou d'une ACV-C.

2.2.2.4 Interprétation

L'interprétation du cycle de vie est la dernière phase de l'ACV. Lors de cette dernière, les résultats de l'inventaire du cycle de vie (ICV) et de l'évaluation des impacts du cycle de vie (ACVI) sont combinés et discutés pour tirer différentes conclusions et émettre des recommandations. Ces derniers aideront au processus d'aide à la prise de décisions tout en étant conformes à la définition des objectifs et du champ de l'étude.

Grâce au caractère itératif de l'ACV, l'interprétation est aussi un processus continu qui s'effectue à toutes les étapes. De plus, elle permet, de mettre en relief les points chauds des procédés ou du service à l'étude, et de souligner dans quelles catégories d'impacts se situe la démarcation.

2.2.3 Conclusion sur la distinction entre l'ACV-A et l'ACV-C

Jusqu'à présent, le développement de l'ACV et la plupart des publications portent essentiellement sur l'ACV-A [40]. L'ACV-C, par opposition, étant en plein développement méthodologique, est encore très rare dans la littérature [53]. Le choix entre l'ACV-A et l'ACV-C relève du type d'application l'ACV. En effet, l'ACV-A est plus pertinente pour générer de l'information sur les caractéristiques environnementales d'un produit et pour en identifier les points chauds ou pour servir comme base pour l'écoétiquetage ou l'écoconception. D'un autre côté, les ACV-C sont plus pertinentes pour l'élaboration de politiques publiques qui impliquent des changements importants. Cependant, le fait d'effectuer les deux types d'ACV pour n'importe quel type d'application et surtout obtenir une information la plus complète possible est fortement recommandé (sachant que ce qui est évalué est différent) [54, 55].

2.3 Outils d'évaluation économique

2.3.1 Introduction à l'ACC

L'analyse des couts du cycle de vie (ACC) a été utilisée par le *US Department of Defense* autour des années 60, soit avant le développement d'outils du cycle de vie dans une perspective de développement durable. La justification de ces premières utilisations était d'éviter que la prise de décision concernant la sélection d'équipement militaire ne soit pas basée uniquement sur le cout d'acquisition, mais aussi leur cout d'entretien, d'opération et voire même de fin de vie [56, 57].

Malgré la similitude terminologique, l'ACC , présente des différences majeures avec l'ACV[18]. Premièrement, l'ACV et l'ACC ont été conçues pour répondre à des questions différentes. En effet, comme il a été présenté à la sous-section 2.2.1, l'ACV évalue la performance environnementale de plusieurs options, comparativement à l'ACC qui évalue la rentabilité de ces options. Cette différence d'objectif a une incidence sur le modèle des deux outils. Par exemple, pour l'évaluation des impacts du cycle de vie d'un ordinateur, lors d'une ACC, la durée de vie économique correspond à la durée de l'investissement. Celle-ci peut être plus courte que la durée de l'étape d'utilisation d'une ACV : la durée de vie économique peut être de trois ans, période après laquelle l'ordinateur est présumé vendu au prix de sa valeur résiduelle. D'un point de vue ACV, cette durée de vie peut être de l'ordre de cinq ans ou plus, si des mises à jour et des réparations sont effectuées.

La seconde différence réside dans la définition du système de produit et des flux modélisés. Les processus élémentaires inclus dans l'ACC sont ceux qui présentent un lien direct avec l'investissement. Ces liens sont représentés par les flux monétaires. En se référant à l'exemple de l'ordinateur, ces derniers correspondent au cout de l'ordinateur, des batteries de rechange, des accessoires tout en soustrayant les bénéfices estimés de vente après la durée de vie économique. Les couts reliés à la fin de vie ne sont pas forcément considérés. D'un point de vue ACV, les processus élémentaires et les flux correspondants renvoient à l'étape de la fabrication de l'ordinateur, sa consommation énergétique incluant sa fin de vie (recyclage et/ou enfouissement). Il serait donc incorrect de penser que les flux monétaires modélisés par l'ACC sont proportionnels aux flux physiques modélisés par l'ACV [18]. En dernier lieu, au niveau des frontières temporelles, il y a un manque de dimensions temporelles en ACV dans les résultats de

l'inventaire du cycle de vie et par conséquent dans l'évaluation de l'impact du cycle de vie [12]. Toutefois, ceci n'est pas le cas en ACC. Une actualisation des flux monétaires est donc nécessaire dans le cas d'une combinaison des résultats des deux modèles.

Jusqu'à présent, il n'existe pas de cadre méthodologique standardisé tel que présenté pour l'ACV [56, 57]. Selon la norme ISO 14040 [12], même si l'ACV ne traite pas des aspects économiques d'un produit, l'approche du cycle de vie et la méthodologie correspondante peuvent s'appliquer à l'aspect économique. Ainsi, les flux monétaires doivent être considérés tant pour l'étape de production que pour l'étape d'utilisation du produit et de la fin de vie.

Récemment, un groupe de travail de la *SETAC* s'est penché sur la question des différences méthodologiques entre l'ACV et l'ACC dans le but de faciliter la considération intégrée des deux aspects [57]. Selon leur recommandation, une ACC doit être structurée selon quatre phases de la même manière que l'ACV:

- Définition des objectifs et du champ de l'étude (c.-à-d. établir le cadre méthodologique auquel les phases subséquentes doivent se conformer);
- Inventaire (c.-à-d. cueillette des données pour la quantification des flux monétaires du système de produits);
- Évaluation des couts finaux et actualisation (selon le type d'ACC); et
- Interprétation des résultats de l'inventaire en se référant aux objectifs et champ de l'étude.

Les quatre phases présentées ci-dessus guident uniquement le côté procédural de la méthodologie et non un modèle fixe d'évaluation. L'absence d'un modèle fixe d'évaluation a mené le groupe de travail *SETAC* à distinguer trois types d'ACC [57] : l'ACC-Conventionnelle, l'ACC-Environnementale et l'ACC-Sociétale. Cette distinction sera utile pour montrer la contribution de chaque type d'ACC.

2.3.2 Distinction entre les types d'ACC

Tout d'abord, les trois types d'ACC peuvent être utilisés selon une perspective attributionnelle [58] (comme en ACV-A). Cependant, bien que des exemples d'application soient encore absents dans la littérature, le groupe de travail souligne qu'il est possible d'emprunter le même

raisonnement que pour l'ACV et d'appliquer une ACC-Conséquentielle de la même manière que l'ACV-Conséquentielle.

2.3.2.1 Définition des objectifs et du champ de l'étude

La définition de l'objectif de l'ACC indique les raisons conduisant à réaliser l'étude et l'application envisagée. La définition du champ de l'étude précise ensuite les exigences quant aux différents aspects de la modélisation qui découlent de cet objectif. L'ACC a pour objectif de décrire et de mesurer les impacts économiques du cycle de vie d'un produit. Par conséquent, le système de produit doit prendre en considération tous les processus élémentaires qui sont liés par des flux monétaires impliqués dans le cycle de vie à l'étude. La sélection du type d'ACC dépend de la perspective de l'étude. Par exemple, l'ACC conventionnelle renvoie à la perspective du manufacturier du produit à l'étude ou à la perspective du consommateur du même produit. Ceci a pour conséquence que l'étape de fin de vie n'est pas systématiquement considérée dans les frontières du système. L'ACC environnementale renvoie à une perspective de plusieurs acteurs simultanément, soit du manufacturier, du consommateur et du gestionnaire en fin de vie. Ces frontières du système sont donc compatibles avec L'ACV. Finalement, l'ACC sociétale se différencie des deux autres types d'ACC présentés par la considération d'acteurs qui ne sont pas directement concernés par le système de produit (acteurs gouvernementaux par exemple). Les frontières du système considéré lors d'une ACC sociétale correspondent à toute la chaine d'approvisionnement soit de l'étape de recherche et développement jusqu'à la fin de vie.

Il n'y a pas de différence fondamentale pour la fonction et l'unité fonctionnelle selon le type d'ACC. Par contre, il est important que l'unité fonctionnelle et les frontières du système soient cohérentes avec celles définies par l'ACV dans le cas d'une combinaison des résultats de ces deux outils.

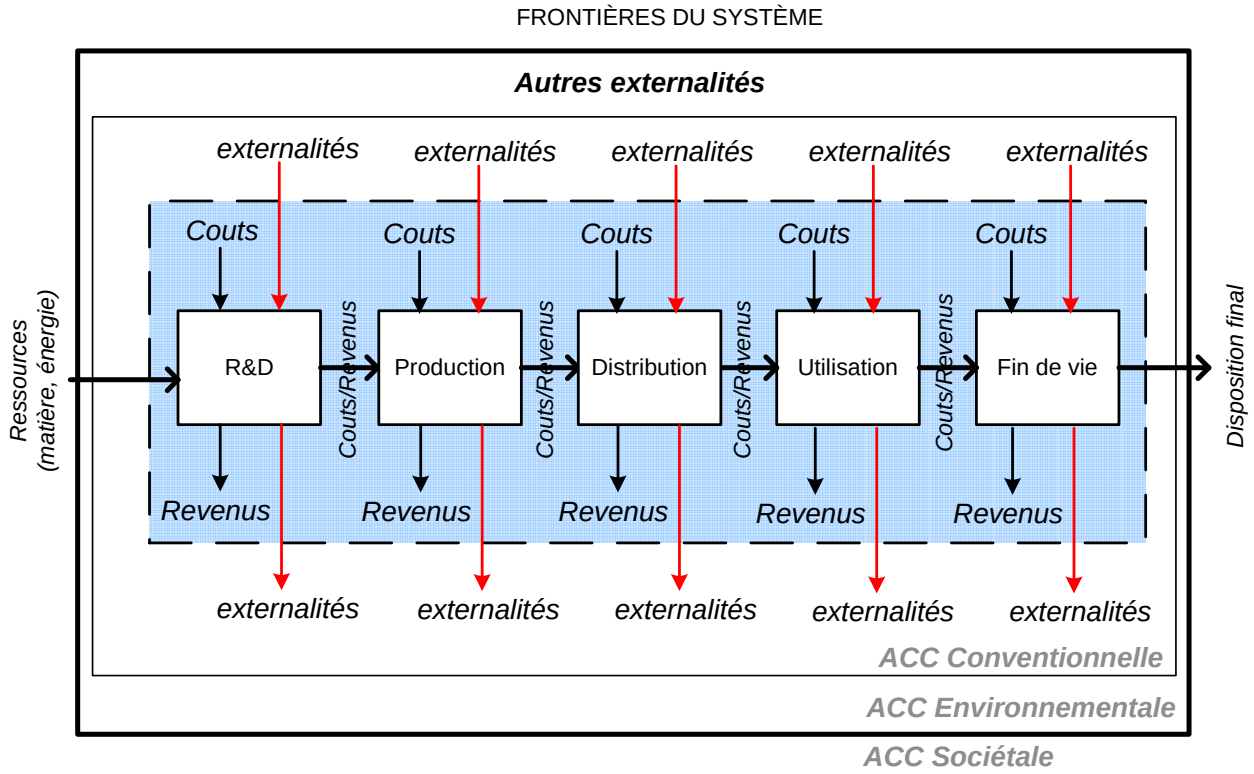


Figure 2-4: Cadre général des trois types d'ACC (adapté de Hunkeler et al. [57])

2.3.2.2 Inventaire économique du cycle de vie

La phase d'inventaire du cycle de vie se résume à inventorier les données pertinentes d'entrée et de sortie rapportées au système étudié (les flux monétaires découlant de l'étude). Pour ce faire, il est important de déterminer les types de couts qui doivent être considérés dépendamment du type d'ACC appliqué.

Généralement, on distingue deux types de couts. Les couts internes considérés dans le cycle de vie d'un produit et les couts externes. Le terme interne s'applique à tous ceux qui sont directement concernés par le cycle de vie du produit (le producteur, le transporteur, le consommateur ou autre partie prenante qui payent pour la production, la consommation et/ou la fin de vie). Ces différents couts concernent tous les couts et revenus (bénéfices) du système économique qui sont inclus dans le premier cadre (intérieur) de la figure ci-dessus. Les couts relatifs aux processus physiques incluant les flux de matière et d'énergie sont à considérer. Dans le cas d'une application simultanée d'une ACV, il est possible d'utiliser l'inventaire de cette dernière et de le multiplier par la valeur monétaire [36]. La valeur monétaire peut être obtenue

directement par l'entreprise (donnée primaire) ou par les prix du marché (données secondaires). En plus des couts relatifs aux processus physiques, d'autres couts qui ne sont pas considérés en ACV doivent être considérés, comme les couts liés à la main-d'œuvre, à l'installation, etc.

Le second type de couts est représenté par les couts externes. Pour résumer, les couts externes consistent à exprimer les impacts environnementaux en termes financiers, afin de pouvoir les combiner directement aux couts internes du cycle de vie. Pour ce faire, il convient d'estimer un cout pour chaque type impact environnemental [36].

Les couts internes et externes sont variables selon le type d'ACC. Pour l'ACC Conventionnelle, l'évaluation des flux monétaires repose sur les couts associés aux cycles de vie du produit qui sont uniquement couverts par le producteur ou par l'utilisateur (consommateur). Ainsi, l'évaluation se concentre sur les couts internes réels, ce qui peut impliquer que les couts reliés à la gestion en fin de vie ne soient pas systématiquement inclus, même si les couts externes qui sont directement tangibles sont considérés (couts reliés à la gestion de risques, etc.). Ceci a pour conséquence que l'utilisation des résultats d'une ACC conventionnelle peut être difficile à appliquer avec ceux d'une ACV.

Pour l'ACC Environnementale, l'évaluation des flux monétaires prend en considération en plus des couts internes couverts par un ou plusieurs acteurs dans le cycle de vie (fournisseur, manufacturier, utilisateur et le gestionnaire en fin de vie), les couts externes du même cycle de vie. L'internalisation des couts externes (ou externalités) consiste à exprimer les impacts environnementaux en termes monétaires pour les ajouter aux couts du cycle de vie (couts internes). Pour ce faire, il est possible d'estimer un cout pour chaque catégorie d'impacts en se basant sur plusieurs approches [36] : 1) les couts remboursés par les assurances, 2) la volonté des individus de payer en fonction du dommage à éviter (*Willingness to pay*), 3) les couts nécessaires pour remédier à un impact et finalement, 4) le surcout engendré par le dommage (soin, etc.). Certains modèles d'évaluation des impacts du cycle de vie (EICV), comme le modèle EPS [17], traduisent les impacts environnementaux en valeurs monétaires. Il est donc plus direct, dans ce dernier cas, d'utiliser le résultat final et de l'ajouter avec les couts internes d'une ACC. Pour résumer, l'ACC Environnementale englobe l'ACC Conventionnelle en couvrant premièrement toutes les étapes du cycle de vie incluant la fin de vie et en second lieu les couts externes associés aux impacts environnementaux du cycle de vie. Dans le cas d'une combinaison des résultats

d’une ACC avec ceux d’une ACV, il serait souhaitable d’utiliser une ACC environnementale pour considérer les mêmes frontières du système [57]. Cependant, une attention particulière doit être accordée au double comptage lors de la combinaison des résultats des deux outils, sachant qu'il n’est pas requis d’internaliser les couts reliés aux impacts environnementaux dans un contexte de combinaison.

Finalement, l’ACC Sociétale, comme c’est le cas pour les analyses couts-bénéfices, intègre en plus de l’ACC environnementale, d’autres couts externes basés sur l’approche de la volonté des individus de payer en fonction du dommage à éviter (*Willingness to pay*). Pour l’instant, l’ACC sociétale est encore très peu répandue en raison des difficultés à mesurer les différents couts externes nécessaires pour la modélisation incluant l’incertitude qui s’y attache [57, 59].

2.3.2.3 Évaluation des couts finaux et actualisation

La phase d'évaluation des impacts économiques est la troisième phase de l'ACC. De la même manière que l’ACV, son objectif est d’évaluer la portée des impacts économiques en utilisant les résultats de l’inventaire du cycle de vie et de fournir des informations utilisables pour la phase d’interprétation. La phase d’évaluation des couts finaux est assez rapide, sachant que malgré la quantité des données recueillies, ces derniers ont la même unité. Donc, comparativement à l’ACV, il n’est pas nécessaire de faire appel à un modèle d’évaluation des impacts de l’inventaire pour la phase d’interprétation. Il est également à souligner que cette troisième phase ne présente aucune particularité selon le type d’ACC, sauf pour le taux d’actualisation. Ce dernier varie selon la perspective de l’analyse (soit de 1 % pour une ACC Sociétale jusqu’à 20% pour une ACC Conventionnelle).

2.3.2.4 Interprétation

L’identification des points chauds du système de produit représente la finalité de l’application d’une ACC. L’identification des points chauds peut également être suivie par une étape d’analyse de sensibilité et d’incertitude. L’interprétation peut également être supportée en appliquant les méthodes classiques d’analyse financière comme le TRI (taux de rendement interne), le DR (le délai de recouvrement), etc.

2.4 Analyse critique de la revue de littérature

Cette section présente les derniers développements et lacunes méthodologiques en lien avec l'application des outils du cycle de vie pour évaluer, en premier lieu, les impacts environnementaux et économiques attribuables aux cycles de vie des systèmes de production d'énergies renouvelables et, en second lieu, des impacts reliés aux conséquences de l'intégration de l'énergie produite dans le réseau centralisé.

2.4.1 Évaluation des impacts environnementaux et économiques attribuables aux systèmes de production distribuée d'énergies renouvelables

Plusieurs catégories d'impacts de la production distribuée à partir de l'éolien et du solaire Photovoltaique ont été étudiées : les impacts sur les changements climatiques [13, 15, 60], les impacts économiques [6, 7, 61], les impacts sur l'utilisation des terres [14], etc. Cependant, les études évaluant ces impacts d'une manière intégrée et suivant une approche cycle de vie restent encore rares dans la littérature [15, 16]. Cette absence d'évaluation intégrée ne s'applique pas uniquement dans le cas de la production distribuée d'énergies renouvelables. En effet, malgré le fait que plusieurs travaux ont souligné l'intérêt de combiner les résultats de plusieurs outils du cycle de vie [17-21], les études qui se distinguent en ce sens restent encore rares dans la littérature. Norris [18, 19] résume les conséquences de la non-prise en considération de l'aspect économique du cycle de vie en plus de l'aspect environnemental et vice-versa: 1) limitation de la portée des résultats d'une ACV pour l'aide à la prise de décisions, 2) difficulté de trouver des moyens pour améliorer le bilan environnemental sans nuire au bilan économique ; et, 3) partialité des résultats de l'ACC sans prendre en considération les impacts environnementaux. L'application intégrée de plusieurs outils du cycle de vie est cohérente avec les travaux et propositions actuelles sur l'établissement du cadre méthodologique pour l'analyse de la durabilité du cycle de vie (*Life Cycle Sustainability Analysis-LCSA*) dans le but de minimiser les discordances méthodologiques entre les différents outils du cycle de vie [41, 62].

2.4.2 Évaluation des impacts environnementaux et économiques reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée d'énergies renouvelables

En plus de ne pas évaluer de manière intégrée les impacts environnementaux et économiques du cycle de vie, les études identifiées considèrent des scénarios idéaux pour évaluer les impacts environnementaux et économiques reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée d'énergies renouvelables. En effet, les centrales de production électrique à partir du charbon ou du gaz naturel, grandes émettrices de GES, sont communément considérées pour évaluer les émissions potentiellement réduites reliés aux conséquence de l'intégration de la production d'énergies renouvelables dans le réseau [7, 22, 23]. Recourir à des scénarios sans justification peut limiter l'application des conclusions de ces études dans un contexte de prise de décisions.

Plusieurs approches peuvent être appliquées pour la quantification des impacts reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée d'énergies renouvelables. Ces approches consistent à utiliser soit des données moyennes, soit des données marginales (pour le court-terme et/ou pour le long-terme).

2.4.2.1 Données moyennes de la production électrique

L'utilisation des données moyennes modélisant le réseau d'approvisionnement électrique (*Grid mix*) en considérant une grande délimitation géographique (par exemple nationale) est communément appliquée en ACV [63]. Cette délimitation simplifie grandement la complexité de la production électrique centralisée. En effet, les sources de génération de l'électricité diffèrent selon leurs provenances (d'une région à une autre). De plus, leurs distances de transport sont généralement minimisées pour éviter les pertes en transport [64, 65]. C'est pourquoi la considération de grande délimitation géographique est fréquemment critiquée [63, 65, 66].

Les récents travaux modélisant les données moyennes de l'approvisionnement électrique incluant l'importation ont considéré différentes délimitations géographiques (c.-à-d. données moyennes de la production électrique nationale et par États), et ce, en prenant l'exemple des États-Unis. Des variations significatives de plus de 100 % ont été observées au niveau des impacts en GES du cycle de vie [65, 66].

2.4.2.2 Données marginales de la production électrique

Dans le cas de l'intégration de la production distribuée d'énergies renouvelables, le recours à l'approche utilisant des données moyennes modélisant l'approvisionnement électrique suppose qu'en conséquence de l'intégration de la production distribuée dans le réseau, moins d'électricité sera nécessaire à partir du réseau centralisé (*Grid-mix*). Ainsi, les centrales de production électrique vont diminuer leurs productions d'une manière proportionnelle et égale à leurs contributions à l'approvisionnement total en électricité. Cette approche de modélisation a aussi été critiquée [44, 48]. Par exemple, dans le cas d'une diminution de production électrique en conséquence de l'intégration de la production distribuée d'énergies renouvelables, il est plus probable qu'une centrale électrique diminue sa production. C'est pourquoi certains auteurs suggèrent le recours aux données marginales de la production électrique [7, 23, 44, 48].

D'un autre côté, la modélisation de données marginales a souvent été considérée comme une étape très complexe [44, 64]. Cette difficulté explique le recours des études évaluant les impacts reliés aux conséquences d'un changement à communément utiliser un scénario idéal de technologie marginale, soit une centrale au charbon ou au gaz naturel [7, 22, 23]. En réponse à ces hypothèses, une procédure à cinq étapes (*5 step procedure*) a été développée par Weidema [48] visant à identifier les technologies marginales.

La procédure consiste à suivre les étapes suivantes :

1. Identifier l'étendue et l'horizon temps du changement étudié (court- ou long-terme);
2. Délimiter le marché pris en compte dans l'étude;
3. Identifier la tendance de ce marché;
4. Identifier les contraintes de production (c.-à-d. contraintes techniques, politiques, économiques, etc.);
5. Identifier les technologies les plus sensibles au changement (technologies marginales).

À titre d'exemple, pour identifier les conséquences de l'intégration de la production distribuée d'énergies renouvelables dans le réseau, il faut déterminer les systèmes de production électrique centralisés qui vont diminuer leurs productions en raison de cette production supplémentaire. Selon la procédure à cinq étapes, dans un contexte de demande électrique croissante, les technologies qui vont diminuer leurs productions sont celles dont le cout de production est élevé.

En effet, le recours à des technologies de production électrique dont le cout de production est élevé se fait uniquement en moment de la demande de pointe. En plus du cout de production élevé, ces technologies ne doivent pas présenter de contraintes techniques ou autres. Finalement, ces technologies doivent également être identifiées à l'échelle du marché. Ainsi, dans le cas de la province de Québec, il faut déterminer les technologies marginales dont le cout de production est élevé dans la province et dans les autorités qui échangent de l'électricité avec la province de Québec.

Malgré l'existence de cette procédure, rares sont les études qui ont pu l'utiliser sans difficulté à cause d'un manque de données. En effet, selon Mathiesen et al. [67], la majorité des études identifiées ont plus au moins réussi à suivre les étapes de la procédure ou n'ont pas justifiée certaines réponses.

Comme présentés dans cette section, plusieurs choix d'utilisation des données de production électrique se présentent dans un contexte d'évaluation des impacts reliés aux conséquences d'un changement. Devant une telle situation, il peut être souhaitable, comme il a été récemment suggéré [47, 67], d'évaluer les répercussions de ce choix sur les résultats d'une évaluation et par le fait même sur les conclusions de l'étude. Jusqu'à présent, rares sont les études qui se sont penchées sur l'influence de ce choix sur les résultats [67, 68]. Cette question est très importante sachant que la production électrique constitue le point chaud pour plusieurs systèmes de produits [47, 69]. Ainsi, au-delà de l'étude de cas sur la production distribuée d'énergies renouvelables, le choix des données à utiliser peut avoir des répercussions considérables sur les conclusions de l'évaluation des impacts cycle de vie reliés aux conséquences d'un changement au sein de différents systèmes de produit.

2.4.3 Dynamique de la production électrique lors de l'évaluation des impacts environnementaux et économiques

Indépendamment du choix des approches utilisant des données moyennes ou marginales de la production électrique, une question se pose quant aux bons fondements des approches disponibles dans le but de quantifier des impacts reliés aux conséquences d'un changement dans le cycle de vie.

Dans une perspective court-terme, les conséquences d'une augmentation de la demande électrique ont un effet sur plusieurs technologies marginales de production électrique utilisée pour répondre à cette augmentation [44, 64]. Malgré que la majorité des ACVs traitent une perspective de type court-terme et que les décisions de type long-terme se basent en partie sur les résultats d'analyse sur le court-terme [67], les travaux qui intègrent la variation de la technologie marginale dans le temps (c.-à-d. intégrant la dynamique de la production électrique) restent encore rares dans la littérature. Jusqu'à présent, les quelques études identifiées ont soulevé plusieurs limites méthodologiques comme l'approximation de l'ordre d'opération des centrales de production électrique [70] ou la non-considération des échanges d'électricité entre les réseaux d'électricité (autorités) [71].

Avec l'augmentation de la déréglementation des marchés électriques [72], les données sur les technologies marginales sont considérées de plus en plus de nature « stratégique » et par conséquent confidentielle. C'est pourquoi l'intégration de la variation à court-terme des technologies marginales en fonction du temps est importante pour, premièrement, raffiner l'évaluation des impacts du cycle de vie reliés aux conséquences d'un changement et pour, deuxièmement, s'assurer des bons fondements des approches conventionnelles quant à leur simplification de la dynamique de la production électrique tout en étant suffisamment réaliste. Il est à mentionner que la prise en compte de la dynamique de la production électrique devient très pertinente dans l'évaluation des impacts environnementaux et économiques reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée d'énergies renouvelables (production également variable dans le temps).

2.4.4 Influence de la taxe sur le carbone sur les impacts environnementaux et économiques

En continuité avec l'évaluation des approches conventionnelles quant à leur simplification de la dynamique de la production électrique tout en étant suffisamment réaliste, il n'est pas clair si l'utilisation des approches conventionnelles est appropriée pour analyser l'influence des taxes sur le carbone lors de l'évaluation des impacts du cycle de vie en conséquence de l'intégration de la production distribuée dans le réseau centralisé.

Par exemple, assumer un seul type d'unité de production électrique comme technologie marginale en utilisant typiquement des centrales thermiques peut devenir problématique avec l'introduction de la taxes sur le carbone [47]. Sachant que l'introduction d'une telle taxe a pour conséquence d'augmenter le cout de production de l'électricité à partir des centrales thermiques, grandes émettrices de GES, les centrales à faibles émissions de GES deviennent plus concurrentes grâce à leur fiable cout de production. Par conséquent, la fréquence des technologies marginales de production électrique à partir des centrales thermiques peut diminuer grandement selon la taxe sur le carbone. Jusqu'à présent, cette problématique commence à être explorée, mais uniquement dans une perspective long-terme [68, 73]. Ce manque méthodologique peut devenir problématique pour l'évaluation des impacts économiques et environnementaux en conséquence de l'intégration de la production distribuée, intégration qui pourrait se faire d'une manière simultanée à l'application d'un régime de taxation des GES [74, 75]. Le développement d'un modèle intégrant l'influence de la taxe sur le carbone sur l'évaluation des impacts du cycle de vie en conséquence de l'intégration de la production distribuée peut combler ce manque méthodologique [47]. Un tel développement est cohérent avec les récentes techniques incorporant dans l'ACV-C des modèles économiques de plus en plus sophistiqués, comme les modèles à équilibre partiel et les modèles à équilibre général [41, 53].

2.4.5 Conclusions de l'analyse critique de la revue de littérature

À la lumière de l'analyse critique de la revue de littérature, plusieurs lacunes méthodologiques ont été identifiées pouvant avoir de grandes répercussions sur les conclusions et recommandations du projet de recherche. Ces lacunes restreignent en premier lieu, l'évaluation des impacts environnementaux et économiques attribuables aux cycles de vie des systèmes de production d'énergies renouvelables et en second lieu, l'évaluation des impacts reliés aux conséquences de l'intégration de l'énergie produite dans le réseau centralisé. Les lacunes sont résumées ci-dessous :

1) Absence de l'évaluation intégrée des impacts environnementaux et économiques du cycle de vie attribuables aux systèmes de production distribuée d'énergies renouvelables: La comparaison des résultats obtenus permettrait de déterminer la séquence technologique ayant la meilleure performance environnementale et économique du cycle de vie tout en s'assurant de la cohérence entre les outils du cycle de vie.

2) Absence de l'application simultanée des approches conventionnelles pour l'évaluation à court-terme des impacts environnementaux et économiques reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée pour une analyse de sensibilité des réponses à la question: *Y-a-t-il place à la production distribuée d'énergies renouvelables dans un contexte nord-est américain?* De plus, les résultats obtenus permettraient de servir de base d'évaluation quant aux bons fondements des approches conventionnelles de simplifier la dynamique de la production électrique tout en restant suffisamment réalistes.

3) Intégration de la dynamique de la production électrique lors de l'évaluation à court-terme des impacts environnementaux et économiques reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée : Les résultats obtenus vont servir comme nouveaux éléments de réponse à la question : *Y-a-t-il place à la production distribuée d'énergies renouvelables dans un contexte nord-est américain?* De plus, une telle intégration est importante pour évaluer les fondements des approches conventionnelles pour simplifier la dynamique de la production électrique tout en restant suffisamment réalistes. En effet, les résultats obtenus, en comparaison avec ceux obtenus en utilisant les approches conventionnelles vont aider à évaluer le degré de divergence entre les résultats et sa répercussion sur les conclusions de l'étude.

4) Absence de modèle pour l'évaluation de l'influence de la taxe carbone sur les impacts environnementaux et économiques reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée : Combler cette lacune est nécessaire pour répondre à la question : *Quel est l'effet de l'intégration de la taxe carbone sur la performance économique et environnementale du cycle de vie de la production distribuée d'énergies renouvelables*? Les résultats obtenus seront importants pour compléter l'évaluation quant aux bons fondements des approches conventionnelles de simplifier la dynamique de la production électrique tout en restant suffisamment réalistes, et ce, avec l'introduction de la taxe sur le carbone.

CHAPITRE 3 DÉMARCHE DE L'ENSEMBLE DU TRAVAIL DE RECHERCHE

Ce chapitre a pour but de synthétiser la démarche de l'ensemble du travail de recherche et l'organisation générale du document en indiquant la cohérence des articles avec les objectifs de recherche. Pour ce faire, ce chapitre présente, en premier lieu, l'hypothèse de recherche sur laquelle repose cette thèse ainsi que les objectifs à atteindre. Ensuite, une introduction aux articles soumis et publiés est présentée. Ces derniers présentent à leurs tours les étapes méthodologiques développées en incluant les différents résultats correspondants.

Note : tel que discuté au préalable, le terme « approches conventionnelles » est utilisé pour désigner les approches utilisant soit des données moyennes, ou soit des données marginales pour le court-terme (en utilisant la procédure à cinq étapes développée par Weidema (2003). Dans le cadre du projet de recherche, ces données représentent les systèmes centralisés de production électrique. Ces données seront nécessaires pour évaluer les impacts environnementaux et économiques reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée dans le réseau centralisé.

3.1 Hypothèse de recherche et objectifs

3.1.1 Hypothèse de recherche

L'hypothèse de recherche s'annonce comme suit.

« *Le bon fondement*[6] *des approches conventionnelles à quantifier, pour le court-terme, les conséquences économiques et environnementales est évalué avec l'intégration de la dynamique de la production électrique dans la méthodologie conséquentielle du cycle de vie* »

[6] Les « bons fondements » des approches conventionnelles renvoient à la validité d'une simplification de la dynamique de la production électrique.

3.1.2 Objectifs de recherche

L'objectif principal du projet de recherche est de développer une méthode intégrant la dynamique de la production électrique pour évaluer le bon fondement[7] des approches conventionnelles à quantifier pour le court-terme les impacts environnementaux et économiques reliés aux conséquences d'un changement dans le cycle de vie d'un produit. L'étude de cas de la production distribuée d'énergies renouvelables par le solaire Photovoltaique et les éoliennes de petites puissances sera utilisée pour appliquer la méthode développée. L'objectif principal sera atteint grâce aux objectifs spécifiques suivants:

Objectif 1. Application des approches conventionnelles pour l'évaluation à court-terme des impacts environnementaux (ACV-C) et économiques reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée;

Objectif 2. Développement et application de la méthode pour l'évaluation à court-terme des impacts environnementaux et économiques dus à l'intégration de la production distribuée en tenant compte de la dynamique de la production électrique (ACV-C); et

Objectif 3. Développement et application du modèle d'équilibre partiel pour l'évaluation à court-terme de l'influence de la taxe carbone sur les impacts environnementaux et économiques reliés à l'intégration de la production distribuée (ACV-C).

Objectif 4. Comparaison des méthodes et interprétation des différences entre les résultats des objectifs 1, 2 et 3.

En plus des objectifs présentés ci-dessus, l'évaluation intégrée et la comparaison des impacts environnementaux (ACV-A) et économiques du cycle de vie des systèmes sélectionnés sont également proposées dans un contexte comparatif avec l'approche conséquentielle.

---

[7] Les « bons fondements » des approches conventionnelles renvoient à la validité d'une simplification de la dynamique de la production électrique.

3.2 Présentation des articles

Le premier article, présenté dans l'annexe 1, a pour titre « *Can distributed generation offer substantial benefits in a Northeastern American context? A case study of small-scale renewable technologies using a life cycle methodology*» et a été publié dans la revue « **Renewable and Sustainable Energy Reviews** ». Celui-ci présente l'évaluation des impacts environnementaux et économiques du cycle de vie des systèmes de production distribuée d'énergies renouvelables et les compare à différents scénarios de production centralisée. Deux filières ont été évaluées: les panneaux solaires Photovoltaiques (3kWp monocristallins et polycristallins) et les éoliennes de petites puissances (1, 10 et 30 kW). Les résultats obtenus ont été calibrés selon différentes intensités de vent et d'ensoleillement rencontrés au Québec. Une analyse de sensibilité des scénarios de production centralisée utilisant 1) des données moyennes, 2) des données marginales pour le court-terme et 3) données marginales pour le long-terme, a également été appliquée pour évaluer les impacts environnementaux et économiques reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée renouvelable. Les résultats démontrent, en utilisant les données moyennes, la faible performance des systèmes étudiés sur leur cycle de vie. Toutefois, l'identification de la technologie marginale affectée justifie l'application de la production distribuée, surtout si les marchés voisins de ceux du Québec sont pris en compte.

Le deuxième article, présenté dans l'annexe 2, a pour titre «*Electricity Trade and GHG Emissions: Assessment of Quebec's Hydropower in the Northeastern American Market (2006-2008)*» et a été publié dans la revue « **Energy Policy** ». Celui-ci présente le développement méthodologique proposé pour tenir compte de la dynamique de la production électrique lors de l'identification des technologies marginales. En ce sens, un modèle d'analyse des échanges d'électricité entre les marchés électriques analysés (les autorités échangeant de l'électricité avec la province de Québec) a été développé et a permis de mettre en relief la variation temporelle (horaire) des technologies marginales. Avant de pouvoir l'appliquer à différentes études de cas, les résultats sur l'identification des technologies marginales ont également été validés avec l'analyse des données horaires réelle sur la production électrique en Ontario ainsi que des données recensées pour les autres autorités (New York, Nouveau-Brunswick et Nouvelle-Angleterre). L'exemple de la production de l'hydroélectricité a été utilisé dans le cadre d'une première application du modèle développé pour illustrer le degré de raffinement de la quantification des impacts de GES comparativement aux approches conventionnelles communément appliquées en

ACV-Conséquentielle et plus spécifiquement à l'utilisation d'une seule technologie marginale. Les résultats montrent que tenir compte de la variation temporelle de la technologie marginale est un point crucial pour raffiner l'évaluation des impacts environnementaux.

Le troisième article, présenté dans l'annexe 3, a pour titre «*Implications of modeling temporal aspects of electricity supply: LCA of renewable distributed generation in the northeastern american market*» et a été soumis pour publication dans la revue « **Environmental Science & Technology** ». Celui-ci présente le raffinement de l'évaluation des impacts environnementaux de la production distribuée d'électricité en tenant compte de la dynamique de la production électrique et par conséquent du changement des technologies marginales dans le temps. La pertinence des résultats présentés dans cet article se résume par leur comparaison avec les résultats issus de méthodologies plus traditionnelles d'ACV conséquentielle (approches conventionnelles appliquées dans le premier article), à savoir, en premier lieu, l'utilisation d'une technologie marginale statique et en deuxième lieu, l'utilisation de données moyennes de l'approvisionnement électrique. En résumé, les résultats obtenus montrent que le choix de l'approche change significativement les estimations des impacts environnementaux et même les conclusions de l'étude (des différences de 200% selon l'approche).

Le quatrième article, présenté dans l'annexe 4, a comme titre «*Assessing the economic value of renewable distributed generation in the Northeastern American market*» et a été soumis pour publication dans la revue «**Renewable and Sustainable Energy Reviews** ». Ce dernier continue à explorer le raffinement des impacts économiques de la production distribuée en tenant compte de la variation dans le temps du prix du marché de l'électricité. L'effet de la taxe sur le carbone est également étudié avec le développement d'un modèle à équilibre partiel. L'intégration de la de la taxe sur le carbone a pour effet 1) d'augmenter le prix de production de l'électricité et par conséquent, selon les mécanismes d'équilibre partiel, augmenter la valeur de l'électricité dans le marché et 2) d'influencer la fréquence d'utilisation des technologies marginales dans le temps. Ces changements viennent à leur tour modifier les résultats sur les impacts économiques en conséquence de l'intégration de la production distribuée d'énergies renouvelables.

L'effet de l'introduction de la taxe carbone sur la performance environnementale de la production distribuée n'a pas été évalué dans le quatrième article, mais l'est **dans l'annexe 5**.

CHAPITRE 4 MÉTHODOLOGIE GÉNÉRALE

La Figure 4-1 présente la méthodologie générale adoptée afin de répondre aux objectifs visés d'une part et de confirmer ou infirmer l'hypothèse de recherche d'autre part.

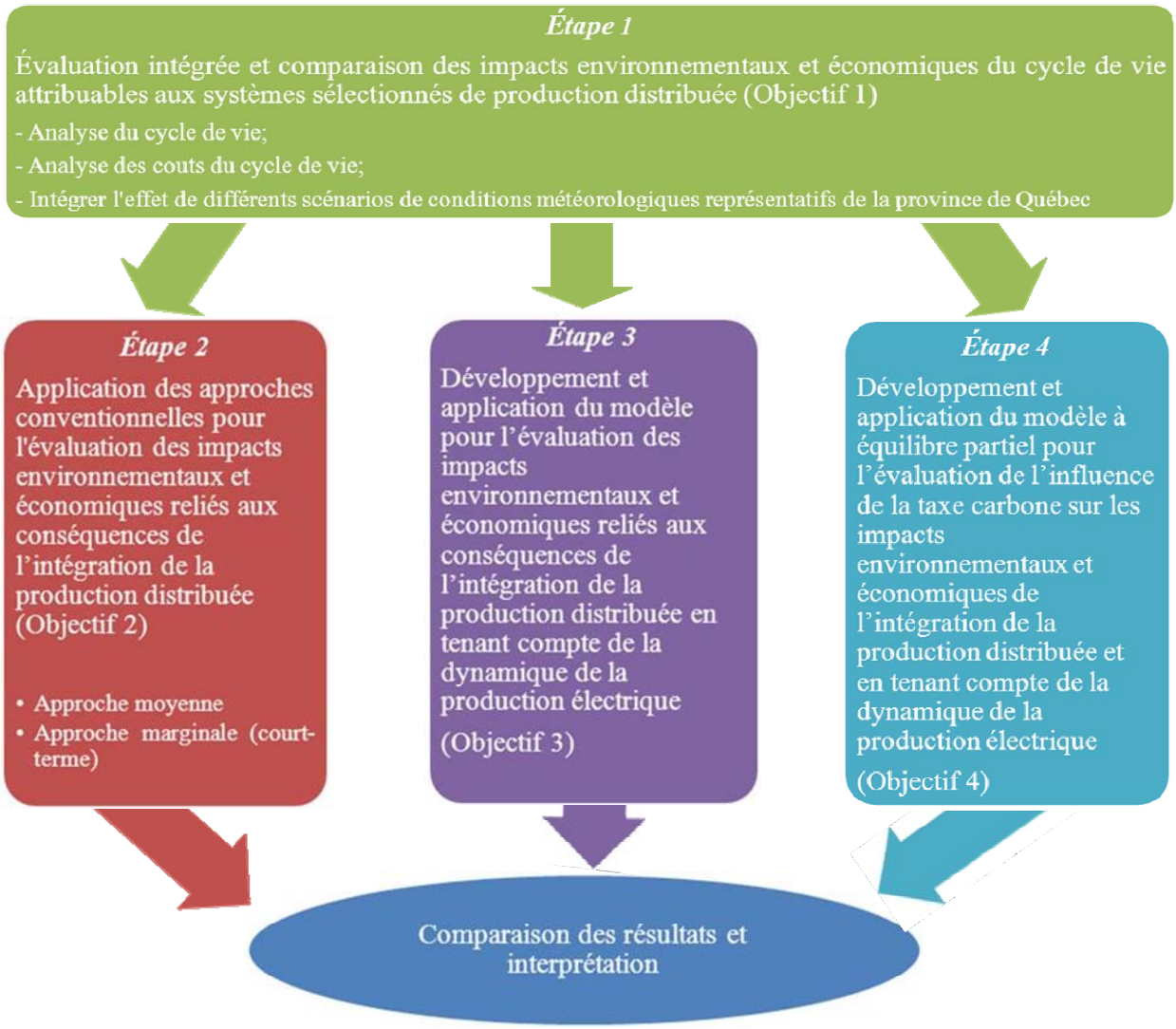

Étape 1
Évaluation intégrée et comparaison des impacts environnementaux et économiques du cycle de vie attribuables aux systèmes sélectionnés de production distribuée (Objectif 1)
- Analyse du cycle de vie;
- Analyse des couts du cycle de vie;
- Intégrer l'effet de différents scénarios de conditions météorologiques représentatifs de la province de Québec
Étape 2
Application des approches conventionnelles pour l'évaluation des impacts environnementaux et économiques reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée (Objectif 2)
• Approche moyenne
• Approche marginale (court-terme)
Étape 3
Développement et application du modèle pour l'évaluation des impacts environnementaux et économiques reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée en tenant compte de la dynamique de la production électrique
(Objectif 3)
Étape 4
Développement et application du modèle à équilibre partiel pour l'évaluation de l'influence de la taxe carbone sur les impacts environnementaux et économiques de l'intégration de la production distribuée et en tenant compte de la dynamique de la production électrique
(Objectif 4)
Comparaison des résultats et interprétation

Figure 4-1: Méthodologie générale du projet de recherche

Les prochaines sous-sections décrivent chacune des étapes suivies pour l'aboutissement du projet de recherche.

4.1.1 Présentation des systèmes sélectionnés de production distribuée d'énergies renouvelables et du contexte d'application

Plusieurs configurations sont possibles pour la production distribuée d'énergies renouvelables. Ces configurations varient selon la puissance et le type d'installation du panneau solaire Photovoltaique et de l'éolienne de petite puissance, selon la puissance du convertisseur et selon le raccordement entre les différentes composantes. Le but du projet de recherche n'étant pas d'évaluer toutes les configurations possibles, les configurations les plus fréquemment appliquées ont été sélectionnées [33, 76]. Dans le cas des PV, les puissances sélectionnées renvoient aux puissances disponibles dans la base de données Ecoinvent sachant que le système est bien documenté, incluant sa composition. Cette section présente les systèmes sélectionnés de production distribuée dont les impacts environnementaux et économiques seront évalués et utilisés tout au long du projet de recherche pour différentes fins d'applications méthodologiques. Le Tableau 4.1 présente les systèmes étudiés incluant leurs types d'installations. Il est à noter que pour les éoliennes de petites puissances, les configurations varient selon la puissance de production et de la hauteur de la tour.

Tableau 4.1: Présentation des systèmes sélectionnés de production distribuée d'énergies renouvelables (adapté de Amor et al. [77]).

Systèmes	Type d'installation	Puissance	Durée de vie (année)	Référence
Solaire monocristallin	Monture inclinée et fixée sur le toit	3 kWp	30	[33]
Solaire polycristallin	Monture inclinée et fixée sur le toit	3 kWp	30	[33]
Éoliennes de petites puissances	Tour haubanée de type mât (10 m)	1 kW	20	[4, 78]
	Tour indépendante de type treillis (30 m)	10 kW	20	[4, 78]
	Tour indépendante de type mât (22 m)	30 kW	20	[35]

En plus des systèmes sélectionnés, les données météorologiques pour la province de Québec ont été compilées à partir de la base de données du logiciel RETScreen [79] qui offre des données sur les vitesses de vent et les radiations solaires sur une base mensuelle et annuelle. Le tableau suivant présente les données annuelles choisies pour estimer l'énergie totale produite par les systèmes de production distribuée.

Tableau 4.2: Intervalle de vitesses de vent et de radiations solaires pour la province de Québec (adapté de Amor et al.[77]).

Paramètres	Conditions climatiques		
	Au-dessous	Moyenne	Au-dessus
Vitesse de vent (m/s)	3.5	5.6	7
Radiations solaires horizontales (kWh/m^2/année)	1,067	1,230	1,387

L'utilisation des courbes de puissances en combinaison avec les données météorologiques a permis d'estimer l'énergie totale produite par chaque système de production d'énergies renouvelables. Le logiciel RETScreen a été utilisé pour l'estimation de l'énergie produite [79]. Les pertes au niveau de l'onduleur et des connexions entre les différentes composantes, estimées à 6.5% [33], ont également été prises en considération.

4.1.2 Évaluation intégrée et comparaison des impacts environnementaux et économiques du cycle de vie attribuables aux systèmes sélectionnés de production distribuée (Article 1)

Les étapes méthodologiques décrites dans cette sous-section sont proposées en réponse au résultat de la revue critique de la littérature et plus spécifiquement à l'absence de l'évaluation intégrée des impacts environnementaux et économiques du cycle de vie attribuables aux systèmes de production distribuée d'énergies renouvelables. La comparaison des résultats obtenus permettrait de déterminer la séquence technologique ayant la meilleure performance environnementale et économique du cycle de vie tout en s'assurant de la cohérence entre les outils du cycle de vie.

Quatre étapes sont utiles pour l'évaluation des impacts économiques et environnementaux des systèmes sélectionnés de production d'énergies renouvelables [12, 57]. Ces étapes sont décrites dans les sous-sections suivantes.

4.1.2.1 Objectif et champ de l'étude.

La fonction principale de la filière solaire et éolienne consiste à produire de l'énergie sous forme électrique. La quantification de la fonction étudiée (l'unité fonctionnelle) est basée sur un kilowattheure (kWh) d'électricité produite dans la province de Québec[8]. Ainsi, tous les flux entrants et sortants des systèmes sont normalisés par rapport à la production totale annuelle de chaque filière. L'estimation de l'énergie totale produite par chaque système repose sur la méthodologie présentée dans la sous-section 4.1.1 (Présentation des systèmes sélectionnés).

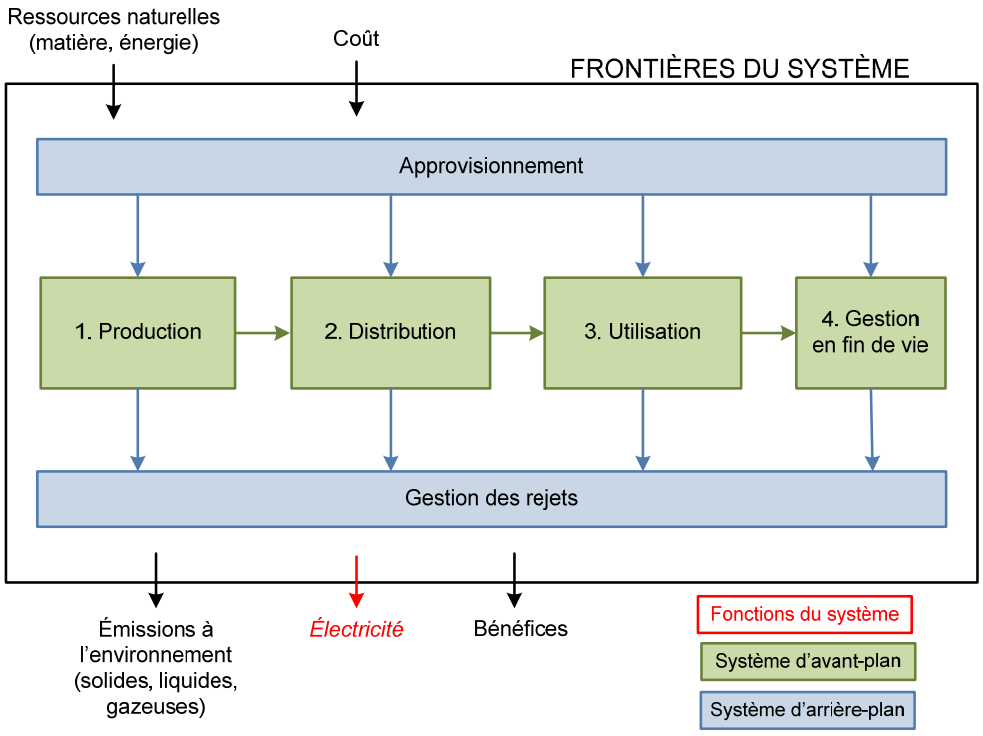


Figure 4-2 : Frontières générales du système pour les systèmes de production distribuée

La figure ci-dessus schématise les frontières générales du système relatif à chacun des systèmes de production distribuée d'énergies renouvelables appliqués dans un contexte québécois. Il est à

[8] L'année 2009 étant employée comme base de référence pour la modélisation.

rappeler que l'analyse est de type «*berceau au tombeau*» incluant toutes les activités impliquées au cours du cycle de vie des deux filières, c.-à-d. au cours de leurs étapes de production, de distribution, d'utilisation et de gestion en fin de vie.

Le tableau suivant présente de manière succincte les principaux processus compris dans les frontières du système. Par ailleurs, le cycle de vie d'un système d'emmagasinage (batteries), même s'il est possible d'utiliser ce type d'équipement tout en étant raccordé au réseau, est exclu du champ de l'étude. Il en est de même pour le cycle de vie des bâtiments (maisons, commerces), même s'il est très fréquent d'en utiliser la façade et/ou la toiture pour installer des filières de production d'énergies renouvelables.

Tableau 4.3: Processus inclus dans l'ACV et l'ACC des systèmes sélectionnés de production d'énergies renouvelables.

Sous-systèmes	Sous-étapes/Processus
1. Production	1. Fabrication et assemblage des composantes (technologies production distribuée, de conversion et de raccordement au réseau)
	2. Emballage des composantes
2. Distribution	1. Transports des composantes entre les lieux de production et d'utilisation
	2. Installation et raccordement des technologies au réseau
3. Utilisation	1. Opération des technologies
	2. Maintenance (entretien et réparation)
4. Fin de vie	1. Démantèlement des installations
	2. Transports des composantes entre les lieux d'utilisation et de gestion
	3. Gestion des composantes (élimination)

4.1.2.2 Données d'inventaire du cycle de vie.

Le recours aux données dites « primaires » (c.-à-d. spécifiques aux systèmes étudiés) est souhaitable pour la réalisation d'une ACV puisque ces données assurent un inventaire le plus représentatif possible des entrants et des sortants des processus impliqués, augmentant ainsi la pertinence de l'étude. Les données primaires pour les éoliennes de petites puissances de 1 et 10 kW ont essentiellement été collectées auprès de divers manufacturiers présents sur le marché

nord-américain des éoliennes de petites puissances. Le processus de collecte a principalement été assuré par l'entremise de consultation des fiches techniques des produits [78]. Les données de l'éolienne de petite puissance de 30 kW et les données des panneaux solaires de 3kWp (monocristallins et polycristallins) proviennent de la banque de données *ecoinvent* (données « secondaires ») et ont été adaptées au contexte nord-américain [33, 35].

Les données manquantes ont, quant à elles, été complétées par des hypothèses et des données « secondaires », c.-à-d. des données génériques ou théoriques disponibles dans la littérature et la banque de données *ecoinvent*. La plupart des processus élémentaires figurant dans les systèmes à l'étude se retrouvaient dans la banque de données *ecoinvent*. Afin de maximiser l'uniformité et la cohérence des données utilisées lors de la modélisation, cette banque a été privilégiée et adaptée, particulièrement en ce qui concerne le contexte énergétique nord-américain. De plus, les processus de production des ressources consommées, de gestion des déchets générés et des transports impliqués aux diverses étapes du cycle de vie des filières ont été modélisés sur la base de données « secondaires » de la banque de données ICV sélectionnée. Une description des étapes du cycle de vie des deux filières de production d'énergies renouvelables ainsi que des hypothèses relatives au cycle de vie a été ajoutée dans l'annexe 6.

Une approche similaire a été adoptée lors de la collecte des données pour les couts des systèmes de production distribuée. Dans un premier temps, les données primaires pour les éoliennes de petites puissances de 1 et 10 kW, pour les convertisseurs et pour les composantes de raccordement ont essentiellement été collectées auprès des manufacturiers [78]. En absence de données, ces couts ont été mis à l'échelle pour l'éolienne de 30 kW. Dans le cas, des panneaux solaires Photovoltaiques, les données proviennent essentiellement de la littérature [80]. Peu d'informations détaillées ont été obtenues des manufacturiers concernant les diverses étapes d'installation, d'opération et de démantèlement en fin de vie. Le recours au manuel d'utilisateur du logiciel RETScreen a été utilisé pour estimer les données manquantes [79].

4.1.2.3 Méthode de calcul et évaluation des couts et des impacts environnementaux du cycle de vie

L'évaluation des impacts du cycle de vie a d'abord été établie à partir de la méthode européenne reconnue internationalement IMPACT 2002+ [50]. Même si elle est moins bien adaptée au contexte nord-américain que la méthode canadienne LUCAS [52], IMPACT 2002+ propose des

facteurs de conversion des résultats de plus de dix indicateurs d'impacts en seulement quatre indicateurs de dommages. À titre d'analyse de sensibilité, une deuxième évaluation basée sur la méthode LUCAS a ensuite été appliquée dans le but de vérifier si la variation des modèles de caractérisation et donc des milieux récepteurs a une influence significative sur les résultats de l'étude.

Le tableau ci-dessous présente les catégories d'impacts et de dommages considérées par les deux méthodes. Il est à souligner que les catégories présentées dans le tableau ne couvrent pas tous les impacts environnementaux possibles associés aux activités humaines. Plusieurs types d'impacts, dont le bruit, les odeurs, etc. ne font pas partie de la présente analyse. Les catégories d'impact eutrophisation et acidification aquatique ne sont pas considérées au sein des indicateurs de dommages de la méthode IMPACT 2002+ (dommages relatifs à la qualité des écosystèmes). Ces deux catégories seront donc considérées en conjonction avec les indicateurs dommages.

Tableau 4.4: Catégories de dommages et catégories d'impacts des méthodes IMPACT 2002+ et LUCAS.

IMPACT 2002+		**LUCAS**
Catégorie de dommages	**Catégorie d'impacts**	**Catégorie d'impacts**
Santé humaine (DALY) (1)	Effets cancérogènes	Effets cancérogènes
	Effets non-cancérogènes	Effets non-cancérogènes
	Effets respiratoires dus aux substances inorganiques	Aucune
	Radiations ionisantes	
	Détérioration de la couche d'ozone	Appauvrissement de la couche d'ozone
	Oxydation photochimique	Smog photochimique
Qualité des écosystèmes (PDF*m^2* an) (2)	Écotoxicité aquatique	Écotoxicité aquatique
	Écotoxicité terrestre	Écotoxicité terrestre
	Acidification/eutrophisation terrestre	Eutrophisation terrestre
	Occupation des terres	Aucune
Changement climatique (kg CO_2 équivalent)	Réchauffement global	Réchauffement global
Ressources (MJ primaire)	Énergies non renouvelables	Combustibles fossiles
	Extraction minière	Extraction minière
Aucun lien avec une catégorie de dommage	Acidification aquatique	Acidification aquatique
	Eutrophisation aquatique	Eutrophisation aquatique

(1) DALY renvoie à année équivalente de vie perdue. Par exemple, une substance toxique ayant un effet cancérigène a des répercussions directes sur la santé personne. Selon le facteur de caractérisation d'IMPACT 2002+, un kg de chlorure de vinyle a un facteur de $1{,}46^{E}$-6 DALY (tenant compte du type de cancer et nombre d'année de vie pouvant être perdu en raison de ce type de cancer)

(2) PDF*m^2*an renvoie à la fraction potentielle de l'écosystème disparue. Par exemple, si dioxyde de soufre est relâché dans l'environnement, il va engendrer de l'acidification et par conséquent une perte de 1,04 PDF.

Pour l'évaluation des couts du cycle de vie, il n'est pas nécessaire d'internaliser les couts reliés aux impacts environnementaux pour éviter toute problématique reliée au double comptage. Comparativement à l'analyse des impacts du cycle de vie, où la quantification des entrants (de matière et d'énergie) et des sortants (émissions à l'air, à l'eau et au sol) reliés au cycle de vie des systèmes sélectionnés de production distribuée est traduite (caractérisés et agrégés) au sein de catégories d'impacts et de dommages, il n'est pas nécessaire de traduire les couts du cycle de vie, étant donné qu'ils portent la même unité.

Le calcul de l'inventaire et l'évaluation des impacts potentiels associés aux émissions inventoriées ont été réalisés à l'aide du logiciel SimaPro [81]. D'un autre côté, l'évaluation des couts du cycle de vie de chacun des systèmes de production d'énergies renouvelables a été réalisée à l'aide du logiciel RETScreen [79]. Les taux d'inflation et d'actualisation ont été fixés à 2 et 6 % respectivement, selon les recommandations du manuel d'utilisateur du logiciel RETScreen.

4.1.3 Application des approches conventionnelles pour l'évaluation des impacts environnementaux et économiques reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée (Article 1)

Les étapes méthodologiques décrites dans cette sous-section sont proposées en réponse au résultat de la revue critique de la littérature et plus spécifiquement à l'absence d'application simultanée des approches conventionnelles pour l'évaluation des impacts environnementaux et économiques reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée. Dans le cas du cadre d'application, ceci permettrait d'analyser la sensibilité des réponses à la question: *Y-a-t-il*

place à la production distribuée d'énergies renouvelables dans un contexte nord-est américain? De plus, les résultats obtenus permettraient de servir de base d'évaluation des bons fondements des approches conventionnelles à simplifier la dynamique de la production électrique tout en restant suffisamment réalistes. Cette partie du projet de recherche sera explorée dans les sous-sections suivantes.

Différentes approches peuvent être appliquées pour la quantification des impacts environnementaux et économiques reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée. En résumé, ces approches utilisent soit des données moyennes soit des données marginales pour le court- ou le long-terme[9]. Le choix, quant à leur utilisation, peut avoir des répercussions considérables sur les impacts évalués et par le fait même sur les conclusions de l'étude. Les impacts environnementaux et économiques reliés aux conséquences de l'intégration des systèmes Photovoltaiques et des éoliennes de petites puissances sont évalués en utilisant des données moyennes et des données marginales pour le court-terme.

4.1.3.1 Approche par données moyennes.

Les données moyennes représentent la modélisation des sources d'approvisionnement énergétique dans une délimitation géographique et lors d'une période donnée [47]. L'hypothèse principale relative à la modélisation des données moyennes de la production électrique suppose, par exemple, qu'en conséquence de l'intégration de la production distribuée dans le réseau, moins d'électricité sera nécessaire à partir du réseau centralisé (*Grid-mix*). Ainsi, toutes les centrales de production électrique vont diminuer leurs productions d'une manière proportionnelle et égale à leurs contributions à l'approvisionnement énergétique[10]. Plusieurs délimitations géographiques peuvent être utilisées pour modéliser les données moyennes (par exemple, par pays, par province, etc.). Sachant que la production distribuée est appliquée dans la province de Québec, les données moyennes d'approvisionnement électrique de la province ont été utilisées en premier lieu. Les

---

[9] Les données marginales pour le long-terme ont également été utilisées (voir premier article), mais les résultats de cette partie sont en dehors du champ des objectifs du projet de recherche. Ce dernier se concentre uniquement sur la perspective court-terme.

[10] Il est posé que le réseau électrique est capable de recevoir et transporter en intégralité l'énergie électrique produite provenant des sources distribuées.

sources d'approvisionnement énergétique de la province de Québec (énergie produite et achetée) ont été modélisées en utilisant la base de données générique *ecoinvent*. Le cout moyen de cet approvisionnement a été estimé à 0.049 $US/kWh[11] [82].

Tableau 4.5: Sources de l'approvisionnement énergétique (Répartition basée sur l'énergie produite et achetée par Hydro-Québec) [83]

Sources	%
Charbon	0.7
Mazout	0.3
Gaz naturel	0.5
Nucléaire	3.2
Hydraulique	95.1
Éolien	0.2

4.1.3.2 Données marginales court-terme

La modélisation des données moyennes de la production électrique suppose qu'en conséquence de l'intégration de la production distribuée dans le réseau, moins d'électricité sera nécessaire à partir du réseau centralisé (*Grid-mix*). Ainsi, toutes les centrales de production électrique vont diminuer leur production d'une manière proportionnelle et égale à leur contribution à l'approvisionnement énergétique. Cette hypothèse est considérée non réaliste [7, 23]. En effet, lors d'une diminution de production électrique en conséquence de l'intégration de la production distribuée, il est plus probable qu'une centrale d'un type donné diminue sa production contrairement à toutes les unités du parc de production électrique. C'est pourquoi la modélisation des données marginales de la production électrique est suggérée.

À titre de rappel, les données marginales pour le court-terme correspondent à un changement de la production des centrales électriques déjà existantes [44, 48]. La procédure à cinq étapes développée par Weidema [48] a été appliquée pour la modélisation des données marginales pour

[11] 0.05 CA$/kWh avec un taux de change de 1 CA$=0.0975 US$ (2009).

le court-terme. Brièvement, comme il a été présenté dans la revue de littérature, la procédure consiste à identifier l'étendue et l'horizon temps du changement étudié, délimiter le marché considéré, identifier la tendance de ce dernier, identifier les contraintes de production et finalement identifier les technologies sensibles au changement, appelées technologies marginales [48]. Dans un contexte d'évaluation de la conséquence de l'intégration de la production distribuée, il faut déterminer les systèmes centralisés de production électrique qui vont diminuer leurs productions en raison de cette production supplémentaire. En se référant à la procédure à cinq étapes, dans un contexte d'augmentation continue de la demande électrique, pour déterminer les systèmes centralisés de production électrique qui vont diminuer leur production, il faut déterminer les technologies dont le cout de production est le plus élevé, et ce, dans la province de Québec, mais aussi dans les quatre autorités échangeant de l'électricité avec la province de Québec (à savoir: Nouveau-Brunswick, Nouvelle-Angleterre, New York et Ontario). Dans le cas de la province de Québec, la production électrique à partir du mazout est l'option la plus couteuse et est utilisée uniquement en périodes de pointe et principalement en hiver [84]. Dans le cas des autorités voisines de la province de Québec, uniquement, les autorités échangeant d'importantes quantités d'électricité ont été considérées [85], soit New York et le Nouveau-Brunswick. Pour ces autorités, la production électrique au mazout et au gaz naturel a été identifiée comme technologie marginale en raison du cout de production élevé [86, 87]. Il est à noter que le cout de production à partir des centrales au mazout et au gaz naturel est égal à 0.08 et 0.14 $US/kWh [87].

4.1.4 Développement et application du modèle pour l'évaluation des impacts environnementaux et économiques reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée en tenant compte de la dynamique de la production électrique (Article 2, 3 et 4)

Les étapes méthodologiques décrites dans cette sous-section sont proposées en réponse au résultat de la revue critique de la littérature et plus spécifiquement à l'absence de l'intégration de la dynamique de la production électrique lors de l'évaluation des impacts environnementaux et économiques reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée. Les résultats obtenus vont servir comme nouveaux éléments de réponse à la question : *Y-a-t-il place à la production distribuée d'énergies renouvelables dans un contexte nord-est américain?* De plus, une telle intégration est importante pour évaluer les bons fondements des approches

conventionnelles de simplifier la dynamique de la production électrique tout en restant suffisamment réalistes. En effet, les résultats obtenus, en comparaison avec ceux obtenus en utilisant les approches conventionnelles (voir sous-section ci-dessus) vont aider à évaluer le degré de divergence entre les résultats en fonction de la méthode et sa répercussion sur les conclusions de l'étude.

4.1.4.1 Développement du modèle d'identification de la technologie marginale en tenant compte de la dynamique de la production électrique (Article 2)

La caractéristique principale de ce modèle est de tenir compte de la dynamique de la production électrique lors de l'identification des technologies marginales. Le but ultime est d'isoler dans le temps la technologie marginale pour raffiner l'évaluation des impacts environnementaux et économiques reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée. Comparativement à l'approche conventionnelle pour la modélisation des données marginales pour le court-terme, présentée dans la section 4.1.3.2, le développement du modèle permettrait d'éviter de supposer une seule technologie marginale dans le temps sans tenir compte de la dynamique de l'approvisionnement électrique.

Le développement du modèle repose sur les trois étapes suivantes. Ces dernières ont été appliquées pour les quatre autorités échangeant de l'électricité avec la province de Québec (le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Angleterre, New York et l'Ontario).

a) *Compilation du prix du marché de l'électricité sur une base horaire*.

Les prix du marché de l'électricité ont été compilés sur une base horaire, pour la période 2006-2008, en utilisant les bases de données des opérateurs des réseaux électriques pour chaque autorité échangeant de l'électricité avec la province de Québec (IESO, ISO NE et NY ISO [88-90]. En absence de données pour le Nouveau-Brunswick, le prix du marché de l'électricité au niveau de l'interconnexion entre la Nouvelle-Angleterre et le Nouveau-Brunswick a été utilisé comme données secondaires (*proxy*).

b) *Estimation du cout du combustible (fuel cost) sur une base horaire.*

Les centrales de production électrique sont mises en opération selon un ordre déterminé (*merit order*) jusqu'à répondre à la totalité de la demande électrique. Cet ordre est défini selon le cout du combustible[12] ($US/kWh) qui est égal au cout de la matière première ($US/Btu) multiplié par le rendement thermique de l'unité de production (Btu/kWh) [32, 91]. Par exemple, le cout de production des unités hydrauliques est beaucoup moins élevé que celui des unités thermiques (exemple. gaz naturel et mazout). Ces dernières sont donc mises en opération uniquement quand la demande en électricité est importante (demande de pointe). La Figure 4-3 présente l'ordre traditionnel d'opération des centrales électriques en fonction de leurs couts de combustibles. Plusieurs bases de données ont été consultées pour estimer le cout de combustibles par type de centrale et par autorité. En premier lieu, le prix de la matière première (charbon, gaz naturel et mazout) pour la période entre 2006-2008 provient de la base de données de la EIA (Energy Information Administration [92-94]). Ensuite, le rendement thermique (Btu/kWh) par type de centrale a également été déterminé, pour la même période de temps, pour les autorités voisines de la province de Québec. Pour les provinces de l'Ontario et du Nouveau-Brunswick, les données sur le rendement thermique proviennent de la base de données de Statistique Canada [95, 96]. Pour la Nouvelle-Angleterre et New York, les rendements thermiques par type de centrale ont été compilés à partir de la base de données de la EIA [97].

c) *Comparaison du prix du marché de l'électricité avec le cout du combustible et identification sur une base horaire de la technologie marginale dans les autorités échangeant de l'électricité avec la province de Québec.*

Une fois que le cout du combustible et le prix du marché de l'électricité sont compilés, il suffit de les comparer, pour chaque heure, pour déterminer la technologie marginale. Cette comparaison est répétée pour les quatre autorités échangeant de l'électricité avec la province de Québec. La technologie marginale est définie par la dernière unité à laquelle on a recours pour répondre à la demande en électricité et dont le cout du combustible sera inférieur ou égal au prix du marché de l'électricité, comme c'est illustré dans la figure ci-dessous pour l'exemple de l'unité au charbon. Cette dernière verra sa production très sensible aux conditions du marché électrique : une augmentation de la production électrique à partir du charbon en raison d'une augmentation de la

[12] Le cout du combustible est également nommé le cout marginal de production.

demande électrique due à l'importation de la province de Québec ou une baisse de la production à partir du charbon dans les autorités voisines en raison de l'exportation de l'électricité de la province de Québec. Il est ainsi possible d'isoler, pour chaque heure, la technologie marginale dans chaque autorité échangeant de l'électricité avec la province de Québec.

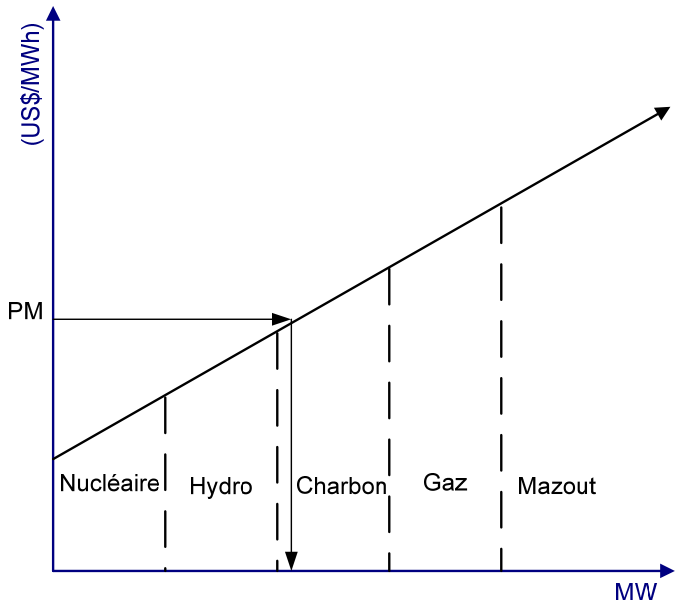


Figure 4-3 : Illustration de la courbe de l'offre pour l'identification de la technologie en fonction du prix du marché de l'électricité (PM) (adapté de Amor et al.[98])

Il est à noter que la résolution horaire a été sélectionnée vu que c'était la résolution communément disponible dans les bases de données consultées. Cependant, différentes résolutions (5 min, journée, mois, saisons, etc.) peuvent être appliquées selon la disponibilité de données.

4.1.4.2 Application du modèle et quantification des conséquences de l'importation et de l'exportation de la province de Québec sur le bilan de gaz à effet de serre (Article 2)

(a) *Compilation de l'électricité importée et exportée entre la province de Québec et les marchés voisins*

L'électricité importée et exportée (MWh) entre la province de Québec et ses voisins limitrophes a été compilée en ayant recours au système d'information libre d'accès (OASIS) d'Hydro-Québec

TransÉnergie, et ce, pour la période entre 2006 et 2008 [99]. Le tableau suivant brosse un portrait des activités commerciales (échanges d'électricité) qui ont eu lieu durant cette période.

Tableau 4.6: Bilan de l'électricité échangée entre le Québec et ses marchés voisins durant la période 2006-2008, en TWh [99] (adapté de Amor et al. [98])

		Nouveau Brunswick	Nouvelle Angleterre	New York	Ontario	Total
Export	*2006*	0,31	6,92	4,83	1,07	13,14
	2007	2,37	8,96	6,50	1,11	18,94
	2008	3,41	9,93	6,71	1,07	21,12
	2006-2008	6,09	25,81	18,04	3,25	**53,20**
Import	*2006*	-1,00	-0,61	-1,86	-2,18	-5,64
	2007	-0,47	-1,13	-2,28	-2,24	-6,11
	2008	-0,15	-0,20	-1,22	-2,75	-4,32
	2006-2008	-1,61	-1,94	-5,36	-7,16	**-16,07**

b) *Estimation des taux d'émissions de GES des technologies marginales*

Les taux d'émissions durant le cycle de vie des technologies marginales (tonne de CO_2eq/MWh) ont été régionalisés en considérant les émissions directes ayant lieu durant l'étape de la production de l'électricité par autorité. Pour ce faire, les bases de données d'Environnement Canada et de Statistique Canada ont été nécessaires pour déterminer le taux d'émissions pour le CO_2, CH_4 et N_2O par type de technologie pour l'Ontario et le Nouveau-Brunswick [100-103]. Dans le cas de la Nouvelle-Angleterre et de New York, les bases de données de la EIA (*Energy Information Administration*) ont été consultées pour déterminer le taux d'émissions pour le CO_2, CH_4 et N_2O par type de combustibles et par type de technologies [104]. Une fois déterminées, ces émissions ont été additionnées aux émissions indirectes. Ces dernières ont été estimées, en utilisant la base de données générique *ecoivent* [105]. Les émissions indirectes renvoient aux étapes qui sont en amont et en aval de l'étape de production de l'électricité. D'une manière plus spécifique, ces étapes renvoient à l'extraction de la matière première (gaz naturel, charbon, etc.), leurs distributions, la construction des centrales de production, l'entretien des infrastructures, la gestion de fin de vie des déchets et le démantèlement des centrales de production. Le logiciel Simapro et la méthode d'impact TRACI ont été utilisés pour déterminer les taux d'émissions [51,

81]. Le tableau suivant présente le taux d'émissions des unités de production marginale en appliquant l'ACV. Ces taux incluent également les émissions directes correspondantes à l'étape de production de l'électricité.

Tableau 4.7. Émissions de gaz à effet de serre du cycle de vie par type de combustibles et de technologies (ST, GT, IC et CC renvoient à «Steam Turbine» (bouilloire), «Gas Turbine» (turbine à gaz), «Internal Combustion» (génératrice) et «Combined Cycle» (cycle combiné) (adapté de Amor et al. [98]).

	Taux d'émission (tonne CO_2eq/ MWh)									
	New York				Nouvelle-Angleterre				Ontario	Nouveau Brunswick
	ST	GT	IC	CC	ST	GT	IC	CC		
Charbon	1.15				1.27				1.11	1.08
Gaz naturel (a)	0.77	0.75	0.85	0.55	0.97	0.64	--	0.55	0.79	0.62
Mazout	1.20	1.42	1.42	1.03	1.32	1.74	1.22	0.93	1.61	1.19
Hydro (b)	0.011				0.011				0.011	0.011

(a) Les émissions émises durant la phase de démantèlement des installations ne sont pas incluses;
(b) La base de données générique *ecoinvent* a été utilisée pour déterminer ce taux d'émissions.

c) *Quantification des conséquences de l'importation et de l'exportation de la province de Québec sur le bilan de gaz à effet de serre et comparaison*

Une fois que l'unité marginale de production électrique a été identifiée, pour chaque heure entre 2006-2008, il a été possible d'affecter à la quantité d'électricité échangée, responsable de la variation de production de l'unité marginale, le taux d'émissions de gaz à effet de serre correspondant à l'unité marginale. Les résultats obtenus pour une heure donnée correspondant aux émissions de gaz à effet de serre émises ou réduites en conséquence des échanges d'électricité entre la province de Québec et les autorités voisines. En effet, pour une heure donnée, si la province de Québec exporte plus qu'elle importe, des émissions de gaz à effet de serre sont réduites (sachant que les émissions de gaz à effet de serre de l'hydroélectricité sont faibles). D'un autre côté, si la province de Québec importe plus qu'elle exporte, des émissions de gaz à effet seront émises (sachant que les centrales de production de l'électricité importée par la province émettent plus de gaz à effet de serre que l'hydroélectricité). C'est ainsi qu'il est possible de quantifier de combien s'élevaient les émissions émises et réduites totales de gaz à effet de serre.

Pour quantifier le degré de raffinement que l'application du modèle proposé apporte, l'utilisation d'approches conventionnelles et plus particulièrement des données marginales pour le court-terme (c.-à-d. identifier une seule technologie marginale et supposer que sa production est la seule à être variable en fonction des conditions du marché électrique) a été appliquée. Pour ce faire, quatre scénarios ont été proposés. Le premier et le deuxième posent respectivement comme hypothèse qu'uniquement la technologie au charbon et la technologie au gaz naturel sont marginales. Le troisième scénario pose comme hypothèse qu'uniquement le gaz naturel est marginal durant l'importation et qu'uniquement la technologie au charbon est marginale durant l'exportation de l'électricité à partir de la province de Québec. Le dernier scénario propose d'inverser le troisième scénario en interchangeant les technologies marginales durant l'importation et l'exportation. Les taux d'émissions, présentés dans le Tableau 4.7, ont été utilisés pour la comparaison.

4.1.4.3 Application du modèle et évaluation des impacts environnementaux et économiques reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée en tenant compte de la dynamique de la production électrique (Article 3 et 4)

a) *Évaluation de la production horaire des systèmes de production distribuée*

Les données mesurées disponibles dans la base de données du logiciel RETScreen sont uniquement disponibles sur une base mensuelle [79]. Le recours au logiciel Homer a été essentiel pour générer des données horaires synthétiques à partir des données mensuelles mesurées. Ainsi, il a été possible d'estimer, sur une base horaire, l'énergie produite des systèmes sélectionnés de production distribuée en ayant recours à la fiche technique de chaque système (voir sous-section 4.1.1).

b) *Correspondance des bases de données*

Cette correspondance a pour but d'isoler les technologies marginales durant les heures de production des systèmes d'énergies renouvelables et par conséquent d'écarter les technologies marginales durant les heures de non production. Pour ce faire, les technologies marginales identifiées suite au développement du modèle présenté dans la section 4.1.4.1 seront mises à côté de la production horaire de chaque système de production distribuée.

c) *Évaluation des impacts environnementaux et économiques du cycle de vie des systèmes de production distribuée et des technologies marginales*

L'estimation des impacts environnementaux et économiques attribuables au cycle de vie des technologies de production distribuée d'énergies renouvelables renvoie à la méthodologie appliquée dans la section 4.1.2 (Évaluation intégrée et comparaison des impacts environnementaux et économiques du cycle de vie attribuables aux systèmes sélectionnés de production distribuée). Sachant que l'unité fonctionnelle est basée sur un kilowattheure (kWh) d'électricité produite au Québec, la production d'énergie annuelle de chaque filière estimée en tenant compte de la résolution horaire a été utilisée pour évaluer les impacts économiques et environnementaux du cycle de vie des systèmes de production distribuée.

Les impacts environnementaux des technologies marginales ont également été évalués. La base de données de *ecoinvent* a principalement été utilisée pour l'étape d'évaluation [105]. Pour les centrales thermiques, ces données ont été adaptées avec des données spécifiques sur le rendement thermique (Btu/kWh) et les taux d'émissions des gaz à effet de serre (kg CO_2/Btu, kg CH_4/Btu et kg N_2O/Btu), en plus des NO_2 et des SO_2 [106], pendant la phase d'opération des centrales [104]. Ces données spécifiques correspondent à chaque type de centrale thermique par autorité voisine à la province de Québec. Par conséquent, la méthode d'évaluation des impacts IMPACT 2002+ a été utilisée pour l'évaluation des impacts environnementaux [50]. Le prix du marché de l'électricité a été utilisé comme donnée (*proxy*) pour l'estimation des couts de combustible des technologies marginales. Sachant que la technologie marginale est définie par son cout de combustible qui doit être inférieur ou égal au prix du marché de l'électricité, l'utilisation de ce dernier comme donné approximative est justifiée. À titre de rappel, le prix du marché de l'électricité a été compilé sur une base horaire entre 2006-2008 en utilisant les bases de données des opérateurs des réseaux électriques de chaque autorité échangeant de l'électricité avec la province de Québec [88-90].

d) *Quantification des impacts environnementaux et économiques reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée et comparaison*

En absence de production électrique à partir des filières de production distribuée durant une période donnée (heure), il y a absence de conséquence quant à l'intégration de ces systèmes. Dans le cas contraire, lors de l'intégration dans le réseau de l'énergie renouvelable produite, la

province de Québec peut importer ou exporter de l'électricité. Lors de l'importation électrique, les technologies marginales des autorités voisines augmentant leurs productions pour répondre à cette demande vont diminuer leurs productions de la quantité équivalente à l'énergie renouvelable produite par les systèmes de production distribuée, étant donné que moins d'importation sera nécessaire. Lors de l'exportation électrique, l'énergie renouvelable produite par les filières étudiées sera également exportée et aura comme conséquence de réduire la production des technologies marginales se trouvant dans les autorités important de l'électricité à partir de la province de Québec. Ainsi, lors de la production distribuée, les technologies marginales se trouvant dans les autorités voisines de la province de Québec baisseront leur production en conséquence de l'intégration de cette nouvelle quantité d'énergie produite.

Pour quantifier le degré de raffinement apporté par l'application du modèle proposé, l'utilisation d'approches conventionnelles et plus particulièrement des données marginales pour le court-terme (c.-à-d. identifier les technologies marginales selon l'approche à cinq étapes proposée par Weidema et supposer que leur production sera toujours sensible en fonction des conditions du marché électrique) a été appliquée. En appliquant cette approche, tel que présenté dans la section 4.1.3.2 (Données marginales court-terme), les centrales au mazout et au gaz naturel ont respectivement été identifiées comme technologies marginales. Les données moyennes de l'approvisionnement électrique de la province de Québec ont également été utilisées pour la comparaison.

4.1.5 Développement et application du modèle d'équilibre partiel pour l'évaluation de l'influence de la taxe carbone sur les impacts environnementaux et économiques reliés à l'intégration de la production distribuée (Article 4 et Annexe 5)

Les étapes méthodologiques décrites dans cette sous-section sont proposées en réponse au résultat de la revue critique de la littérature et plus spécifiquement à l'absence de modèle pour l'évaluation de l'influence de la taxe carbone sur les impacts environnementaux et économiques reliés à l'intégration de la production distribuée. Le développement du modèle à l'équilibre partiel est nécessaire pour répondre à la question : *Quel est l'effet de l'intégration de la taxe*

carbone sur la performance économique et environnementale du cycle de vie de la production distribué d'énergies renouvelables? Les résultats obtenus seront importants pour compléter l'évaluation des approches conventionnelles à simplifier la dynamique de la production électrique tout en restant suffisamment réaliste, et ce, dans un contexte d'introduction de la taxe sur le carbone.

4.1.5.1 Développement du modèle d'équilibre partiel pour la simulation de l'influence de la taxe sur le carbone pour l'identification des technologies marginales (Article 4)

Le but du modèle à équilibre partiel est de simuler l'effet de la taxe carbone sur le prix du marché de l'électricité. La variation de ce prix a des répercussions directes sur la quantification des conséquences de l'intégration de la production distribuée dans le réseau centralisé. Les sous-sections suivantes ont pour but de décrire ces répercussions. Le développement du modèle à équilibre partiel repose sur les trois étapes suivantes.

a) *Analyse de la demande électrique horaire dans les autorités limitrophes à la province de Québec*

Les données horaires de la demande électrique totale des autorités échangeant de l'électricité avec la province de Québec (Ontario, Nouveau-Brunswick, Nouvelle-Angleterre et New York) ont été compilées à partir des bases de données des opérateurs de chaque réseau électrique [89, 107-109].

Combinant ces données avec le prix du marché de l'électricité (voir section 4.1.4.1.a), il a été possible de déterminer, pour chaque heure entre 2006 et 2008, la fonction de la demande électrique $X^D_{j,h}$. Ces fonctions sont déterminées pour chaque autorité de la manière suivante:

$$X^D_{j,h} = a_{j,h} - (b_{j,h} * P^D_{j,h}) \quad (1)$$

Avec

$$b_{j,h} = -\varepsilon * (X^D_{j,h} / P^D_{j,h}) \quad (2)$$

$$a_{j,h} = X^D_{j,h} + (b_{j,h} * P^D_{j,h}) \quad (3)$$

Dans l'équation 1, 2 et 3, $X^D_{j,h}$ est la demande électrique (MWh) et $P^D_{j,h}$ le prix du marché de l'électricité ($US/MWh). Une élasticité de prix ε est utilisée pour calculer la valeur des paramètres $b_{j,h}$ et $a_{j,h}$ (h et j renvoient à l'heure et à l'autorité évaluée). L'élasticité des prix ε a été fixée à -0.15 [110]. Une analyse de sensibilité en variant la valeur de l'élasticité jusqu'à -0.5 a

également été effectuée. Finalement, la fonction de la demande électrique $X^{D}_{j,h}$ est présentée dans la figure 4-4.

b) *Analyse de la production électrique horaire (courbe de l'offre) dans les autorités limitrophes à la province de Québec*

Les capacités de production électrique disponibles dans les autorités voisines de la province de Québec ont été compilées pour 2006-2008 [95, 96, 111]. Pour déterminer la courbe de l'offre par autorité, il faut également connaître le cout du combustible par type de centrale. Le cout du combustible qui est égal au cout de la matière première ($US/Btu) multiplié par le rendement thermique de l'unité de production (Btu/kWh) [32, 91], permet de définir l'ordre d'opération des centrales (*merit order*) jusqu'à répondre à la totalité de la demande électrique. L'évaluation du cout du combustible (par type de centrale et pour les quatre autorités voisines de la province de Québec) renvoie à la démarche décrite dans la section 4.1.4.1.b. Pour les centrales nucléaires et hydroélectriques, le cout du combustible et les couts variables d'opération proviennent de la littérature [75]. Ces couts sont considérés constants entre 2006-2008.

Avec l'introduction de la taxe sur le carbone, le cout des émissions de gaz à effet de serre se rajoute au cout du combustible. Le taux d'émissions par type de centrale et par autorité est présenté dans le tableau suivant. Les bases de données d'Environnement Canada et de Statistique Canada ont été nécessaires pour déterminer le taux d'émissions pour le CO_2, CH_4 et N_2O par type de technologies pour l'Ontario et le Nouveau-Brunswick [100-103]. Dans le cas de la Nouvelle-Angleterre et de New York, les bases de données de la EIA (*Energy Information Administration*) ont été consultées pour déterminer le taux d'émissions pour le CO2, CH_4 et N_2O par type de combustibles et technologie [104]. Le tableau ci-dessous présente les émissions de gaz à effet de serre obtenus par type de combustibles et de technologies.

Tableau 4.8: Émissions de gaz à effet de serre par type de combustibles et de technologies (phase d'opération. ST, GT, IC et CC renvoient à «Steam Turbine» (bouilloire), «Gas Turbine» (turbine à gaz), «Internal Combustion» (génératrice) et «Combined Cycle» (cycle combiné) (adapté de Amor et al. [98]).

		Taux d'émission (tonne CO_2eq/ MWh)									
		New York				Nouvelle Angleterre				Ontario	Nouveau Brunswick
		ST	GT	IC	CC	ST	GT	IC	CC		
Charbon	*2006*	0.99				1.09				0.94	0.91
	2007	0.99				1.09					
	2008	0.98				1.11					
Gaz naturel	*2006*	0.60	0.65	0.64	0.38	0.71	0.52	--	0.38	0.62	0.45
	2007	0.60	0.52	0.65	0.39	0.91	0.44	--	0.38		
	2008	0.61	0.55	0.74	0.39	0.78	0.44	--	0.38		
Mazout	*2006*	0.85	1.09	1.15	0.67	0.93	1.35	0.81	0.57	1.26	0.84
	2007	0.84	1.05	0.98	0.87	0.93	1.31	0.92	0.58		
	2008	0.86	1.05	1.09	0.49	1.04	1.50	0.88	0.60		
Hydroélectricité	*2006* *2007* *2008*	0				0				0	0

L'utilisation du cout de combustibles en plus des capacités de production a permis de déterminer la courbe de l'offre sur une base horaire, et ce, pour les quatre autorités voisines de la province de Québec avec la relation suivante :

$$C^{S}_{j,h} = \alpha_{j,h} + (\beta_{j,h} * X^{S}_{j,h}) \quad (4)$$

Dans l'équation 4, $C^{S}_{j,h}$ est le cout du combustible estimé ($US/MWh) et $X^{S}_{j,h}$ la quantité d'énergie produite (MWh). Les valeurs des paramètres $\alpha_{j,h}$ et $\beta_{j,h}$. ont été déterminée par régression linéaire (*h* et *j* renvoient à l'heure et à l'autorité évaluée). Finalement, la fonction de la demande électrique $C^{S}_{j,h}$ est présentée dans la figure ci-dessous.

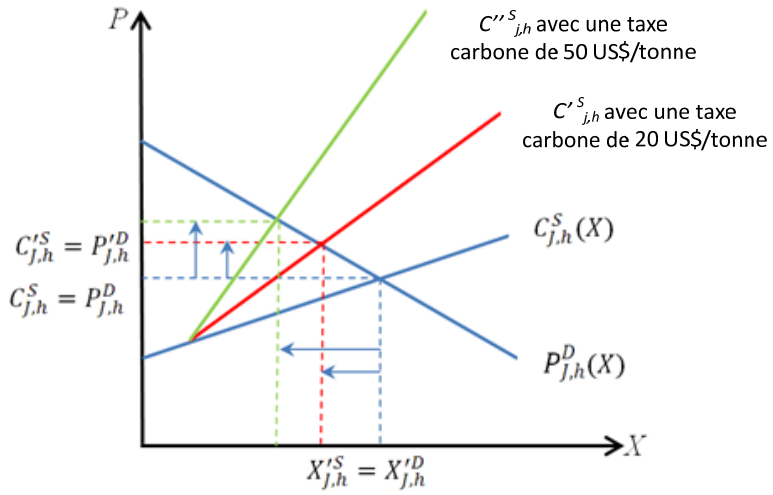

P
C''S j,h avec une taxe carbone de 50 US$/tonne
C'S j,h avec une taxe carbone de 20 US$/tonne
C'S j,h = P'D j,h
CS j,h = PD j,h
CS j,h(X)
PD j,h(X)
X
X'S j,h = X'D j,h

Figure 4-4: Illustration de l'équilibre entre l'offre et la demande pour différents scénarios de taxes carbone pour une heure donnée *h* et par autorité *j*.

c) *Estimation du prix du marché de l'électricité à l'équilibre*

Avec l'utilisation de la fonction de la demande électrique $X^D_{j,h}$ (eq 1) et de la fonction de l'offre $C^S_{j,h}$ (eq 4), il possible d'exprimer pour chaque heure la demande $X^D_{j,h}$ et le prix du marché de l'électricité $P^D_{j,h}$ en fonction des paramètres $a_{j,h}$, $b_{j,h}$, $\alpha_{j,h}$ et $\beta_{j,h}$. En effet à l'équilibre $C^S_{j,h} = P^D_{j,h}$ (voir Figure ci-dessus). Ainsi, l'équation 1 et 4 donnent les relations suivantes.

$$X^D_{j,h} = (a_{j,h} - (b_{j,h} * \alpha_{j,h}))/[1 + (b_{j,h} * \beta_{j,h})] \quad (5)$$

$$P^D_{j,h} = (a_{j,h} - X^D_{j,h})/b_{j,h} \quad (6)$$

Il est ainsi possible d'estimer un nouveau prix horaire du marché de l'électricité ($P'^D_{j,h}$) selon les niveaux de la taxe sur le carbone, et ce, pour les quatre autorités échangeant de l'électricité avec la province de Québec (le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Angleterre, New York et l'Ontario).

d) *Comparaison du prix du marché de l'électricité* ($P'^D_{j,h}$) *avec le cout du combustible et identification sur une base horaire de la technologie marginale.*

Les technologies marginales varient en fonction du prix horaire du marché de l'électricité ($P'^D_{j,h}$), variable en fonction de la taxe carbone. À titre de rappel, pour déterminer la technologie marginale à une heure donnée, il suffit de comparer le nouveau prix horaire du marché de l'électricité ($P'^D_{j,h}$) avec le cout du combustible par technologie (voir section 4.1.4.1.c). Ainsi,

l'unité marginale, étant définie par la dernière unité à laquelle on a recours pour répondre à la demande en électricité et dont le prix de production est inférieur ou égal au prix horaire du marché de l'électricité ($P^{'D}_{j,h}$), va changer en fonction de ($P^{'D}_{j,h}$).

En comparant pour chaque heure, le prix horaire du marché de l'électricité ($P^{'D}_{j,h}$) avec le cout du combustible par technologie, il est possible de déterminer la technologie marginale pour chaque autorité considérée. Cette comparaison est donc répétée en changeant le prix de la taxe sur le carbone.

4.1.5.2 Application du modèle à équilibre partiel et évaluation des impacts environnementaux et économiques de la production distribuée en conséquence de l'intégration de la taxe sur le carbone (Annexe 5)

a) *Correspondance entre la production horaire des systèmes de production distribuée et la technologie marginale*

Cette correspondance permet d'isoler les technologies marginales correspondantes aux heures de production d'énergies renouvelables et par conséquent d'écarter les technologies marginales en absence de production distribuée.

b) *Évaluation des impacts environnementaux et économiques du cycle de vie des systèmes de production distribuée et des technologies marginales*

L'évaluation des impacts environnementaux et économiques attribuables au cycle de vie des technologies de production distribuée et des technologies marginales renvoie à la méthodologie appliquée dans la section 4.1.4.3.c. La méthode d'évaluation des impacts IMPACT 2002+ a été utilisée pour l'évaluation des impacts environnementaux [50]. Le prix du marché de l'électricité ($P^{'D}_{j,h}$) a été utilisé comme donnée *proxy* pour l'estimation des couts de combustibles des technologies marginales. Sachant que la technologie marginale est définie par son cout de combustibles qui doit être inférieur ou égal au prix du marché de l'électricité, l'utilisation de ce dernier comme donné approximative est justifiée.

c) *Quantification des impacts environnementaux et économiques reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée et comparaison.*

En absence de production électrique à partir des filières de production distribuée durant une période donnée (heure), il y a absence de conséquence quant à l'intégration de ces systèmes.

Dans le cas contraire, lors de l'intégration dans le réseau de l'énergie renouvelable produite, la province de Québec peut importer ou exporter de l'électricité. Lors de l'importation électrique, les technologies marginales des autorités voisines augmentant leurs productions pour répondre à cette demande vont diminuer leurs productions de la quantité équivalente à l'énergie renouvelable produite par les systèmes de production distribuée, étant donné que moins d'importation sera nécessaire. Lors de l'exportation électrique, l'énergie renouvelable produite par les filières étudiées sera également exportée et aura comme conséquence de réduire la production des technologies marginales se trouvant dans les autorités important de l'électricité à partir de la province de Québec. Ainsi, lors de la production distribuée, les technologies marginales se trouvant dans les autorités voisines de la province de Québec baisseront leur production en conséquence de l'intégration de cette nouvelle quantité d'énergie produite.

Pour quantifier le degré de raffinement apporté par l'application du modèle proposé, l'utilisation d'approches conventionnelles et plus particulièrement des données marginales pour le court-terme (c.-à-d. identifier les technologies marginales selon l'approche à cinq étapes proposée par Weidema et supposer que leur production sera toujours sensible en fonction des conditions du marché électrique) a également été appliquée. En se référant à la procédure tel que présenté dans la section 4.1.3.2 (Données marginales court-terme), pour déterminer les systèmes centralisés de production électrique qui vont diminuer leurs productions, il faut déterminer les systèmes dont le cout de production est le plus élevé, et ce, dans les quatre autorités échangeant de l'électricité avec la province de Québec (Nouveau-Brunswick, Nouvelle-Angleterre, New York et Ontario).

L'évolution du prix de production des systèmes thermiques de production électrique en fonction de la taxe sur le carbone a été évaluée. Pour des raisons de simplification, les technologies marginales seront identifiées à 30, 60 et 90 $US par tonne de CO_2. Avec un prix de 30 $US par tonne de CO_2, la production de l'électricité à partir de mazout est la technologie dont le cout de production est le plus élevée. Cette dernière est donc sélectionnée comme technologie marginale. De plus, la production de l'électricité à partir du gaz naturel et du charbon se trouve en deuxième position. Ces derniers peuvent donc être identifiés comme technologie marginale pour les quatre autorités. Il est à noter que le prix de production de l'hydroélectricité reste le plus bas et invariable malgré l'augmentation du prix de la taxe sur le carbone [75].

En augmentant le prix de la taxe à 60 et 90 $US par tonne de CO_2, la production électrique à partir du mazout reste la plus couteuse, suivi en deuxième lieu par la production électrique à partir du charbon. Pour des fins de comparaison, la production électrique à partir du gaz naturel est également considérée pour une analyse de sensibilité. Les données moyennes de l'approvisionnement électrique de la province de Québec en conséquence à l'introduction de la taxe sur le carbone n'ont pas pu être utilisées en raison de l'absence d'estimation dans la littérature.

CHAPITRE 5 PRINCIPAUX RÉSULTATS DU PROJET DE RECHERCHE

Ce chapitre a pour but de présenter les principaux résultats obtenus dans le cadre du projet de recherche.

5.1 Résultats de l'évaluation intégrée des impacts environnementaux et économiques du cycle de vie attribuables aux systèmes sélectionnés de production distribuée et comparaison (Article 1)

En lien avec le premier objectif du projet de recherche, les résultats du tableau ci-dessous présentent les impacts environnementaux et économiques du cycle de vie des systèmes de production distribuée d'énergies renouvelables. Ces résultats permettent de déterminer la meilleure technologie sans compromettre les aspects évalués (*Trade-off*). Selon les résultats présentés dans le tableau ci-dessous, l'éolienne de petite puissance de 30 kW et les panneaux solaires polycristallins de 3kWp représentent respectivement les séquences technologiques ayant le meilleur profil économique et environnemental pour les conditions de vent et d'ensoleillement au-dessus et au-dessous de la moyenne de la province de Québec. D'un autre côté, pour les conditions météorologiques moyennes, les résultats de l'évaluation intégrée du cycle de vie montrent l'impossibilité de sélectionner la meilleure technologie sans compromettre les aspects évalués (*Trade-off*). En effet, les panneaux solaires polycristallins de 3kWp présentent le meilleur résultat pour la catégorie de la santé humaine (HH) et qualité des écosystèmes (QE), comparativement à l'éolienne de petite puissance de 30 kW qui présente le meilleur résultat pour la catégorie économique (cout), des changements climatiques (CC) et des ressources (RES). La variation des conditions météorologiques en sélectionnant la meilleure séquence technologique ayant le meilleur profil économique et environnemental pour les conditions de force de vent et d'ensoleillement au-dessus et au-dessous de la moyenne de la province de Québec, permet de fournir une bonne estimation de l'étendue des impacts potentiels indépendamment du scénario technologique sélectionné pour les conditions moyennes.

Tableau 5.1: Impacts environnementaux et économiques du cycle de vie des systèmes de production distribuée (adapté de Amor et al. [77]. SH, QE, CC et RES renvoient à santé humaine, qualité des écosystèmes, changements climatiques et ressources. Inf. Moy, Moy, Sup.Moy renvoient aux conditions météorologiques au-dessous de la moyenne, de la moyenne et au-dessus de la moyenne de la province de Québec).

Systèmes	Conditions météorologiques	Impact environnementaux (Catégories dommage IMPACT 2002+)				Impact économique
		SH	QE	CC	RES	Cout
		DALY	PDF*m^2*yr	kg CO_2 eq	MJ primary	$US
Éolienne 30 kW	Inf.Moy.	3.7E-07	1.2E-01	2.4E-01	3.7E+00	1.53
	Moy.	6.2E-08	2.1E-02	4.0E-02	6.2E-01	0.25
	Sup.Moy	**3.1E-08**	**1.0E-02**	**2.0E-02**	**3.1E-01**	**0.13**
Éolienne 10 kW	Inf.Moy.	3.1E-07	1.2E-01	2.8E-01	4.2E+00	1.01
	Moy.	9.5E-08	3.8E-02	8.6E-02	1.3E+00	0.30
	Sup.Moy	6.4E-08	2.6E-02	5.8E-02	8.7E-01	0.20
Éolienne 1 kW	Inf.Moy.	8.3E-07	3.9E-01	5.6E-01	9.4E+00	1.50
	Moy.	2.4E-07	1.1E-01	1.6E-01	2.7E+00	0.42
	Sup.Moy	1.5E-07	7.1E-02	1.0E-01	1.7E+00	0.27
3 kWp monocristallin	Inf.Moy.	5.7E-08	2.1E-02	7.2E-02	1.2E+00	0.44
	Moy.	5.0E-08	1.8E-02	6.3E-02	1.1E+00	0.38
	Sup.Moy	4.4E-08	1.6E-02	5.6E-02	9.6E-01	0.34
3 kWp polycristallin	**Inf.Moy**.	**5.4E-08**	**2.0E-02**	**6.5E-02**	**1.1E+00**	**0.41**
	Moy.	4.7E-08	1.8E-02	5.7E-02	9.4E-01	0.36
	Sup.Moy	4.2E-08	1.6E-02	5.0E-02	8.4E-01	0.32

Note. Les valeurs présentées dans le tableau 5.1. renvoient aux conditions météorologiques en dessus et en dessous des valeurs minimales correspondant aux différentes valeurs moyennes mentionnées dans la thèse. L'estimation de la production annuelle a été réalisée avec le logiciel RETScreen qui tient compte de la valeur minimale du gisement.

5.2 Résultats de l'application des approches conventionnelles pour l'évaluation des impacts environnementaux et économiques reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée (Article 1)

L'évaluation des impacts économiques et environnementaux attribuables aux systèmes de production d'énergies renouvelables ne donne aucune indication quant aux impacts reliés aux conséquences de leur intégration dans le réseau centralisé. Les résultats obtenus suite à l'application des approches conventionnelles pour l'évaluation des impacts reliés à ces conséquences sont présentés dans cette sous-section.

La première approche consistait à utiliser des données moyennes de l'approvisionnement électrique de la province de Québec. Plus spécifiquement, ces données représentent toutes les unités de production électrique de la province de Québec incluant l'énergie importée des autorités voisines (voir section méthodologique 4.1.3.1). Ce qui ressort des résultats présentés dans le tableau ci-dessous est que l'éolienne de petite puissance de 30 kW, étant la séquence technologique avec le meilleur profil environnemental et économique pour les conditions de force de vent et d'ensoleillement au-dessus de la moyenne de la province de Québec, ne permet pas une réduction des couts en réponse à son intégration dans le réseau centralisé, mais uniquement une réduction des impacts environnementaux. L'absence de réduction des couts est principalement expliquée par le cout élevé par kWh produit par les systèmes évalués[13].

Les données marginales pour le court-terme ont également été utilisées pour quantifier les impacts économiques et environnementaux reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée dans le réseau centralisé. Selon la procédure d'identification des technologies marginales proposée par Weidema, les résultats présentés dans le tableau ci-dessous montrent que l'éolienne de petite puissance de 30 kW présente des avantages de réduction des impacts environnementaux et économiques dans une perspective court-terme si l'énergie renouvelable vient substituer de l'énergie thermique à partir du mazout[14]. Il est à noter que pour ce scénario de technologie marginale, les panneaux solaires Photovoltaiques (3kWp polycristallins), étant la meilleure séquence technologique se trouvant pour les niveaux de force des vents et d'ensoleillement au-dessous de la moyenne, présentaient uniquement un potentiel de

---

[13] L'analyse présentée ici est d'un point de vue d'une compagnie distributrice de l'énergie. Dans le contexte de l'étude, aucune mesure incitative financière n'est mise en place pour encourager les producteurs distribués d'énergies renouvelables. Ainsi, d'un point de vue économique, comme c'est déjà le cas pour la compagnie distributrice d'énergie, il n'y a pas de retour sur l'investissement pour le propriétaire du système de production d'énergie renouvelable. D'un point de vue environnemental, les conclusions ne varient pas et montrent qu'il y a également un retour sur l'investissement environnemental pour le propriétaire du système de production d'énergie renouvelable. Les conclusions sont donc insensibles à la perspective de l'analyse.

[14] Il est à rappeler que la perspective long-terme est en dehors des objectifs et du champ du projet de recherche. Dans cette perspective, où les centrales thermiques au charbon ont été identifiées comme technologie marginale, l'éolienne de petite puissance de 30 kW vient substituer la mise en place de centrale au charbon. Dans ce cas, une réduction des impacts environnementaux et économiques est également observée (voir article 1 pour plus de détails).

réduction des impacts environnementaux. Le cout d'acquisition élevé est le principal point chaud de ce système de production électrique empêchant la réduction des couts en conséquence de son intégration au réseau électrique.

Tableau 5.2: Évaluation des impacts environnementaux et économiques reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée (adapté de Amor et al [77]. SH, QE, CC et RES renvoient à la catégorie d'impacts santé humaine, qualité des écosystèmes, changements climatiques et ressources. Une valeur négative renvoie à une diminution des impacts)

Approche	Scénarios	Systèmes	SH	QE	CC	RES	Cout
			DALY	PDF*m^2*yr	kg $CO_{2\ eq}$	MJ primary	$US
Moyenne	Grid mix	PVp@inf[e]	2,21E-08	-6,65E-02	2,93E-02	3,55E-01	0,36 [a]
		W30@sup[d]	-6,92E-10	-7,67E-02	-1,62E-02	-4,21E-01	0,08 [a]
Marginal Court-terme	Mazout[b]	PVp@inf.	-3,2E-07	-7,4E-02	-1,0E+00	-1,5E+01	0,27
		W30@sup.	-3,4E-07	-8,4E-02	-1,1E+00	-1,6E+01	-0,01
	Gaz naturel[c]	PVp@inf.	1,31E-08	1,32E-02	-1,75E-01	-3,32E+00	-0,33
		W30@sup.	-9,69E-09	3,01E-03	-2,20E-01	-4,09E+00	-0,05

[a] N'inclut pas les couts de démantèlement (une approche conservatrice est appliquée);
[b] Représente la technologie affectée dans la province de Québec, Nouveau Brunswick et New York ;
[c] Représente la technologie affectée au Nouveau Brunswick et New York ;
[d] W30@sup est l'éolienne de petite puissance 30 kW étant la meilleure séquence pour les conditions météorologiques au-dessus de la moyenne; et
[e] PVp@inf est le panneau solaire polycristallin 3kWp étant la meilleure séquence pour les conditions météorologiques au-dessous de la moyenne.

5.3 Résultats du développement et de l'application du modèle pour l'évaluation des impacts environnementaux et économiques reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée en tenant compte de la dynamique de la production électrique (Article 2, 3 et 4).

Comme il a été mentionné lors de la revue de littérature, la mise en opération des centrales thermiques à partir du mazout ou du gaz naturel pour la production électrique peut être peu fréquente. En effet, étant un moyen de production électrique couteux, ces dernières sont mises en service que durant une courte période de temps au cours de laquelle la demande est la plus forte de l'année. Ainsi, considérer une seule technologie marginale comme le mazout peut avoir des répercussions sur l'exactitude des évaluations présentées dans le tableau précédent.

5.3.1 Développement du modèle d'identification de la technologie marginale en tenant compte de la dynamique de la production électrique (Article 2)

Le modèle développé dans le cadre du projet de recherche a permis d'identifier pour chaque heure les technologies marginales, et ce, par marché électrique échangeant de l'électricité avec la province de Québec (c.-à-d. Nouveau-Brunswick, Nouvelle-Angleterre, New York et Ontario). Les résultats, présentés dans le Tableau 5.3, montrent que considérer uniquement les centrales thermiques au mazout comme technologie marginale n'était pas bien représentatif de la réalité. En effet, les centrales les plus fréquemment marginales sont les centrales au charbon dans le cas de l'Ontario et les centrales au gaz naturel dans le cas de New York et Nouvelle-Angleterre. Dans le cas du Nouveau-Brunswick, ces deux technologies partagent la même fréquence. Le même tableau montre également que d'autres centrales sont également marginales, mais à une fréquence moindre. Ces observations viennent en complément aux travaux sur les technologies marginales pour le long-terme. En effet, ces récents travaux montraient que les données marginales pour le long-terme représentent les conséquences d'investissement dans plusieurs technologies et non dans une seule technologie marginale [68, 112].

Tableau 5.3: Fréquence des technologies marginales dans les marchés électriques limitrophes à la province de Québec, % d'heures durant 2006, 2007 et 2008 (adapté de Amor et al.[98]) (a)

		Hydroélectricité	Charbon	Gaz naturel	Mazout
Ontario	*2006*	10	81	9	0
	2007	6	76	18	0
	2008	36	56	8	0
	2006-2008	22	66	12	0
Nouveau-Brunswick	*2006*	0	52	48	0
	2007	0	50	50	0
	2008	9	40	50	0
	2006-2008	3	47	50	0
Nouvelle-Angleterre	*2006*	0	28	65	7
	2007	0	19	67	14
	2008	21	27	47	5
	2006-2008	8	25	59	9
New York	*2006*	0	35	64	1
	2007	0	39	60	1
	2008	11	44	41	4
	2006-2008	4	40	54	2

(a) Les fréquences des technologies marginales ont été triangulés avec des données réelles horaire par unité de production électrique se trouvant en Ontario. Plus de détails sur cette étape de validation des résultats du modèle avec des données réelles se trouvent dans l'article 2 (section appendix A). Les résultats de cette étape de validation montrent que le modèle est assez fiable pour l'utiliser dans le but de raffiner la quantification des différents impacts du cycle de vie.

5.3.2 Application du modèle et quantification des conséquences de l'importation et de l'exportation de la province de Québec sur le bilan de gaz à effet de serre (Article 2)

Une première étude de cas a été proposée pour des fins d'application du modèle présenté dans la section précédente. L'étude de cas porte sur la production de l'hydroélectricité dans la province de Québec et les impacts environnementaux reliés aux conséquences de son exportation sur les marchés limitrophes de la province. En effet, ayant moins accès à l'énergie hydroélectrique, ces marchés voisins sont dominés par l'électricité thermique, source d'importantes d'émissions de gaz à effet de serre. Tant que l'hydroélectricité substitue de l'électricité thermique chez ses voisins, il est réaliste de penser que des réductions des impacts environnementaux comme en matière de gaz à effet de serre sont possibles. En appliquant le modèle développé, il a été possible de quantifier les impacts reliés aux conséquences de l'exportation hydroélectrique et de l'importation de l'électricité par la province de Québec.

Tableau 5.4: Impact des échanges d'électricité sur le bilan de gaz à effet de serre (tonnes de CO_2eq), Total pour 2006-2008 (adapté de Amor et al.[98])

	Import	Export	Net (a)
Ontario	4,402,592	2,080,283	2,322,309
New York	2,683,634	11,832,013	-9,148,379
Nouvelle-Angleterre	1,082,213	18,732,266	-17,650,053
Nouveau-Brunswick	1,087,486	4,524,533	-3,437,047
	9,255,925	37,169,096	**-27,913,171**

(a) Net=Export-Import.

Le Tableau 5.4 montre les impacts des échanges d'électricité sur le bilan GES dans le contexte nord-est américain. En effet, si on considère les émissions du cycle de vie, et ce, pour les trois années considérées, l'exportation et l'importation ont permis de réduire près de 28 millions de

tonnes les émissions chez les marchés voisins de la province de Québec. Cela représente des réductions d'émissions d'environ 9 millions de tonnes par année.

Pour quantifier le degré de raffinement des résultats obtenus, l'utilisation d'approches conventionnelles et plus particulièrement des données marginales pour le court-terme a été appliquée. Pour ce faire, quatre scénarios ont été proposés. Le premier et le deuxième posent respectivement comme hypothèse qu'uniquement la technologie au charbon et au gaz naturel sont marginales. Le troisième scénario pose comme hypothèse qu'uniquement le gaz naturel est marginal durant l'importation et qu'uniquement la technologie au charbon est marginale durant l'exportation. Le dernier scénario propose d'inverser le troisième scénario en interchangeant les technologies marginales durant l'importation et l'exportation de la province de Québec. Les résultats obtenus du premier scénario (Charbon) surestiment les résultats de 87 % comparativement à ce qui a été quantifié en utilisant le modèle proposé. D'un autre côté, en utilisant le gaz naturel comme seule technologie marginale, les résultats obtenus sous-estiment les résultats de 29 %. Ces pourcentages sont encore plus importants avec les scénarios 3 et 4. Ces derniers surestiment et sous-estiment les résultats de 116% et 59 %. Ces pourcentages montrent le degré de raffinement que le modèle peut apporter comparativement aux approches conventionnelles communément appliquées en ACV-Conséquentielle.

Tableau 5.5: Comparaison de l'impacts des échanges d'électricité sur le bilan de gaz à effet de serre (10^6 tonnes de CO_2eq), Total pour 2006-2008 (adapté de Amor et al. [98]; CC renvoie à la turbine à gaz à cycle combiné)

		L'exportation à partir de Québec évite la production électrique à partir	
		Gaz naturel (CC)	Charbon
L'importation du Québec nécessite la production électrique à partir	Gaz naturel (CC)	-19.5 (-29%)	-60.3 (+116%)
	Charbon	-11.6 (-59%)	-52.0 (+87%)

5.3.3 Application du modèle et évaluation des impacts environnementaux et économiques reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée en tenant compte de la dynamique de la production électrique (Article 3)

Les résultats de l'application des approches conventionnelles pour évaluer les impacts environnementaux et économiques reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée (voir section 5.2) ne tiennent pas compte de la concordance entre la production d'énergies renouvelables et les unités de production marginales. Cette correspondance est prise en considération dans le but d'isoler uniquement les technologies marginales durant les heures de production des systèmes d'énergies renouvelables.

Les résultats obtenus, présentés dans le Tableau 5.6, montrent que considérer uniquement les centrales thermiques au mazout comme étant les principales technologies marginales n'était pas bien représentatif de la dynamique de la production électrique centralisée. Les fréquences de technologies marginales affectées en conséquence de la production distribuée d'énergies renouvelables, dans les conditions météorologiques au-dessus de la moyenne de la province de Québec, montrent que les centrales les plus affectées sont les centrales au charbon dans le cas de l'Ontario et les centrales au gaz naturel dans le cas de New York, Nouveau-Brunswick et Nouvelle-Angleterre. Ces observations étaient également notées pour les niveaux de force des vents et d'ensoleillement moyens et au-dessus de la moyenne de la province de Québec. Le même tableau montre également que d'autres technologies marginales sont également affectées, mais d'une intensité moindre que les technologies marginales principales identifiées.

Une fois que les technologies marginales affectées en fonction du temps sont identifiées, il est possible d'estimer les impacts environnementaux reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée renouvelable dans le réseau centralisé tout en tenant compte de la concordance entre la production renouvelable et les unités marginales de production centralisée.

Les résultats, présentés dans la Figure 5-1, sont obtenus pour les niveaux de force des vents et d'ensoleillement au-dessus de la moyenne de la province de Québec. Ces résultats, tenant compte d'une résolution horaire, se trouvaient entre les résultats obtenus en utilisant les deux scénarios de technologies marginales (gaz naturel et mazout). Par contre, aucune tendance claire ne se dessine quant à la surestimation systématique lors de l'utilisation d'un type de technologie marginale par rapport à la méthodologie proposée. Par exemple, en prenant comme exemple les résultats obtenus en utilisant comme seule technologie marginale statique la centrale au gaz naturel, les résultats sont surestimés de 155 % pour les impacts sur la santé humaine et sous-estimés de 185 % pour les impacts sur la qualité des écosystèmes. Ces pourcentages démontrent l'impact de l'intégration de la dynamique de la production électrique lors de l'évaluation des conséquences environnementales des technologies de production d'énergies renouvelables.

Finalement, en se référant à la Figure 5-1, l'utilisation de données moyennes a montré l'absence de réductions des impacts environnementaux en conséquence de l'application de la production distribuée. Une seule exception pourrait être notée pour l'éolienne de 30 kW. D'un autre côté, les résultats obtenus en utilisant l'approche proposée montrent des réductions des impacts environnementaux pour toutes les catégories analysées à l'exception de l'éolienne de 1 kW pour la catégorie qualité des écosystèmes. Ceci met en relief le biais qui pourrait être introduit par la simplification irréaliste de la dynamique de la production électrique.

Tableau 5.6: Fréquence des technologies marginales dans les marchés électriques limitrophes à la province de Québec, % d'heures durant 2006, 2007 et 2008 (W30, W10, W1, PVm et PVp réfèrent aux éoliennes de petites puissances de 30 kW, 10 kW et 1 kW, panneaux de 3 kWp de type monocristallin et de type polycristallin)

		Technologie marginale				Pas de production d'énergies renouvelables(a)
		Hydroélectricité	Charbon	Gaz naturel	Mazout	
Ontario	W30	20%	**66%**	11%	0%	3%
	W10	21%	**66%**	11%	0%	1%
	W 1	20%	**66%**	11%	0%	2%
	PVm	8%	**36%**	9%	0%	47%
	PVp	8%	**36%**	9%	0%	47%
Nouveau-Brunswick	W30	4%	38%	**54%**	2%	3%
	W10	4%	39%	**54%**	2%	1%
	W 1	4%	38%	**54%**	2%	2%
	PVm	1%	15%	**37%**	1%	47%
	PVp	1%	15%	**37%**	1%	47%
Nouvelle-Angleterre	W30	7%	24%	**58%**	8%	3%
	W10	21%	**66%**	11%	0%	1%
	W 1	7%	24%	**58%**	8%	2%
	PVm	2%	8%	**38%**	5%	47%
	PVp	2%	8%	**38%**	5%	47%
New York	W30	4%	38%	**54%**	2%	3%
	W10	4%	39%	**54%**	2%	1%
	W 1	4%	38%	**54%**	2%	2%
	PVm	1%	15%	**37%**	1%	47%
	PVp	1%	15%	**37%**	1%	47%

(a) Les technologies marginales durant les heures de production des systèmes d'énergies renouvelables sont uniquement présentées dans ce tableau. Par conséquent, les technologies marginales durant les heures de non production ont été enlevées.

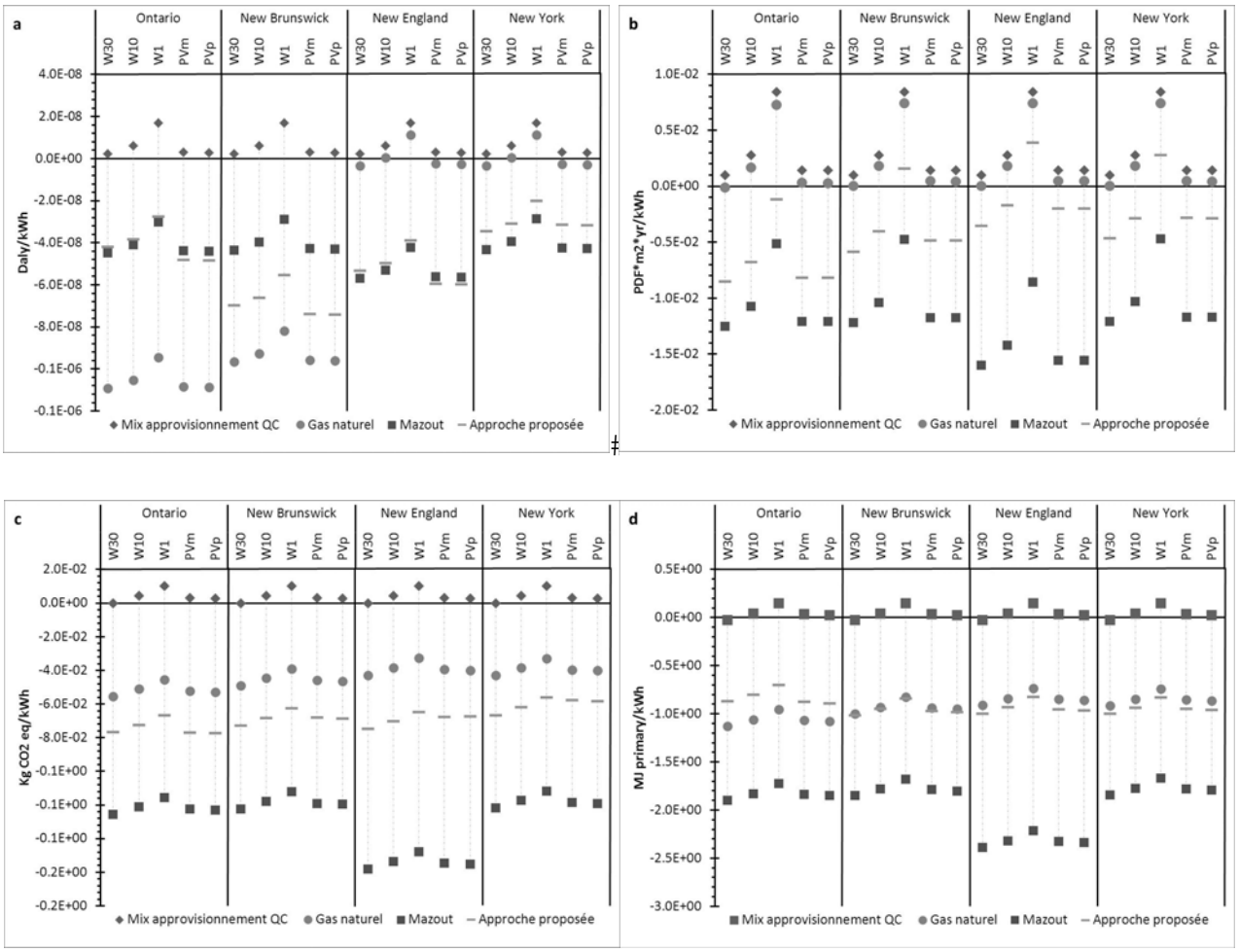


Figure 5-1 : Influence du choix des données lors de l'évaluation des impacts environnementaux reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée d'énergies renouvelables pour les conditions météorologiques au-dessus de la moyenne de la province de Québec (a, b, c et d réfèrent à la santé humaine, la qualité des écosystèmes, les changements climatiques et les ressources. W30, W10, W1, PVm et PVp réfèrent aux éoliennes de petite puissance de 30 kW, 10 kW et 1 kW, panneaux de 3 kWp de type monocristallin et de type polycristallin)

5.4 Résultats du développement et de l'application du modèle d'équilibre partiel pour l'évaluation de l'influence de la taxe carbone sur les impacts environnementaux et économiques reliés à l'intégration de la production distribuée (Article 4 et Annexe 5).

5.4.1 Développement du modèle d'équilibre partiel pour la simulation de l'influence de la taxe sur le carbone lors de l'identification des technologies marginales (Article 4)

Cette section a pour but de déterminer, avec l'introduction de la taxe sur le carbone, la concordance entre la production d'énergies renouvelables et les unités marginales de production électrique. En fonction du prix de la taxe sur le carbone, les unités marginales varient en raison du changement du prix horaire du marché de l'électricité ($P'^{D}_{j,h}$). Après identification des unités marginales pour différentes taxes sur le carbone, il a été possible d'isoler les unités marginales durant les heures de production d'énergies renouvelables. Cet exercice est répété pour toutes les heures durant la période entre 2006-2008. Les résultats obtenus sont présentés dans les tableaux suivants en fonction du prix de la taxe sur le carbone (c.-à-d. 30 et 90 $US par tonne de CO_2). Les fréquences des technologies marginales en absence de la taxe sur le carbone sont présentées dans le Tableau 5.6.

En absence de taxe, les résultats du Tableau 5.6 montrent que la production électrique au charbon en Ontario est la plus fréquemment affectée comparativement à la production électrique à partir du gaz naturel pour le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Angleterre et New York. Avec l'introduction d'une taxe de 30 $US par tonne de CO_2, les fréquences des technologies marginales commencent légèrement à changer. En effet, les résultats du

Tableau 5.7 montrent que la production électrique à partir de l'hydroélectricité en Ontario devient la plus affectée par les systèmes de production distribuée de l'énergie renouvelable. Ce changement s'explique d'une part par l'augmentation du prix de l'électricité produite à partir du charbon de 28US $ (0.94*30) et d' autre part par l'augmentation non significative du prix horaire du marché de l'électricité ($P'^{D}_{j,h}$). Il est à noter qu'en raison de la concordance de production de l'énergie solaire avec la production de l'électricité à partir du charbon, ce dernier devient sensiblement affecté dans le cas de l'Ontario. Finalement, la production électrique à partir du gaz

naturel pour le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Angleterre et New York semble encore être la plus fréquemment affectée.

Tableau 5.7: Fréquence des technologies marginales dans les marchés électriques limitrophes à la province de Québec en présence d'une taxe **de 30$US/tonne de CO_2** , % d'heures durant 2006, 2007 et 2008 (W30, W10, W1, PVm et PVp réfèrent aux éoliennes de petites puissances de 30 kW, 10 kW et 1 kW, panneaux de 3 kWp de type monocristallin et de type polycristallin)

		Technologie marginale				Pas de production d'énergies renouvelables(a)
		Hydroélectricité	Charbon	Gaz naturel	Mazout	
Ontario	W30	**63%**	33%	2%	0%	3%
	W10	**64%**	33%	2%	0%	1%
	W 1	**63%**	33%	2%	0%	2%
	PVm	**28%**	**24%**	1%	0%	47%
	PVp	**28%**	**24%**	1%	0%	47%
Nouveau-Brunswick	W30	23%	20%	**52%**	2%	3%
	W10	24%	20%	**53%**	2%	1%
	W 1	24%	20%	**52%**	2%	2%
	PVm	4%	9%	**38%**	1%	47%
	PVp	4%	9%	**38%**	1%	47%
Nouvelle-Angleterre	W30	20%	20%	**57%**	1%	3%
	W10	**64%**	33%	2%	0%	1%
	W 1	20%	20%	**57%**	1%	2%
	PVm	4%	10%	**38%**	1%	47%
	PVp	4%	10%	**38%**	1%	47%
New York	W30	23%	20%	**52%**	2%	3%
	W10	24%	20%	**53%**	2%	1%
	W 1	24%	20%	**52%**	2%	2%
	PVm	4%	9%	**38%**	1%	47%
	PVp	4%	9%	**38%**	1%	47%

(a) Les technologies marginales durant les heures de production des systèmes d'énergies renouvelables sont uniquement présentées dans ce tableau. Par conséquent, les technologies marginales durant les heures de non production ont été enlevées.

En augmentant le niveau de taxe de 30 à 90 $US par tonne de CO_2, les résultats montrent que les fréquences des technologies marginales changent significativement. Avec un niveau de taxe

élevé, le prix de production à partir des systèmes thermiques de production électriques devient significativement plus élevé. Cette augmentation explique pourquoi l'hydroélectricité devient plus fréquemment affectée en Ontario, au Nouveau-Brunswick et à New York. Cette augmentation ne semble pas avoir de répercussions significatives pour la Nouvelle-Angleterre. Une exception s'applique pour cette autorité dont la production électrique à partir du gaz naturel est la plus fréquemment affectée.

Tableau 5.8: Fréquence des technologies marginales dans les marchés électriques limitrophes à la province de Québec en présence d'une taxe **de 90$US/tonne de CO_2** , % d'heures durant 2006, 2007 et 2008 (W30, W10, W1, PVm et PVp réfèrent aux éoliennes de petites puissances de 30 kW, 10 kW et 1 kW, panneaux de 3 kWp de type monocristallin et de type polycristallin)

		Technologie marginale				Pas de production d'énergies renouvelables(a)
		Hydroélectricité	Charbon	Gaz naturel	Mazout	
Ontario	W30	**94%**	2%	1%	0%	3%
	W10	**95%**	2%	1%	0%	1%
	W 1	**95%**	2%	1%	0%	2%
	PVm	**51%**	2%	1%	0%	47%
	PVp	**51%**	2%	1%	0%	47%
Nouveau Brunswick	W30	**54%**	7%	35%	1%	3%
	W10	**55%**	7%	36%	1%	1%
	W 1	**54%**	7%	36%	1%	2%
	PVm	**21%**	5%	**27%**	1%	47%
	PVp	**21%**	5%	**27%**	1%	47%
Nouvelle-Angleterre	W30	4%	38%	**54%**	2%	3%
	W10	**95%**	2%	1%	0%	1%
	W 1	4%	38%	**54%**	2%	2%
	PVm	1%	15%	**37%**	1%	47%
	PVp	1%	15%	**37%**	1%	47%
New York	W30	**54%**	7%	35%	1%	3%
	W10	**55%**	7%	36%	1%	1%
	W 1	**54%**	7%	36%	1%	2%
	PVm	**21%**	5%	**27%**	1%	47%
	PVp	**21%**	5%	**27%**	1%	47%

(a) Les technologies marginales durant les heures de production des systèmes d'énergies renouvelables sont uniquement présentées dans ce tableau. Par conséquent, les technologies marginales durant les heures de non production ont été enlevées.

5.4.2 Application du modèle à équilibre partiel et évaluation des impacts environnementaux et économiques de la production distribuée en conséquence de l'intégration de la taxe sur le carbone (Annexe 5)

Une fois que les technologies marginales sont identifiées, il est possible d'estimer, pour différentes taxes sur le carbone, les impacts environnementaux et économiques en conséquence de l'intégration de la production distribuée renouvelable dans le réseau centralisé. D'abord, en absence de la taxe sur le carbone, les résultats présentés dans la Figure 5-1 et obtenus pour les niveaux de force des vents et d'ensoleillement au-dessus de la moyenne de la province de Québec se trouvent dans la plage de résultats obtenus en utilisant les deux scénarios de technologies marginales (gaz naturel et charbon). Avec l'intégration d'une taxe de 30 $US par tonne de CO_2, les résultats de la Figure 5-2 montrent que les estimés obtenus se trouvent parfois en dehors de la plage de résultats obtenus en utilisant une seule technologie marginale (mazout, gaz naturel et mazout). C'est l'exemple de l'Ontario avec la catégorie santé humaine et ressources, où il est possible de voir que l'utilisation des scénarios de technologies marginales (mazout, gaz naturel et charbon) surestiment les impacts environnementaux comparativement à ce qui est obtenu avec l'approche proposée tenant compte de la dynamique de la production électrique. D'un autre côté, la Figure 5-2 montre que l'ajout d'un scénario renouvelable comme technologie marginale, plus précisément l'hydroélectricité, a permis de confiner les résultats obtenus avec l'approche proposée.

L'ajout du scénario hydroélectricité comme technologie marginale a également été testé avec l'intégration d'une taxe de 90$US par tonne de CO_2. Les résultats obtenus permettent de confiner les résultats obtenus avec l'approche proposée étant donné que les résultats des scénarios de technologies marginales thermiques identifiées (mazout et charbon) surestiment encore les impacts environnementaux. Ceci est également le cas en utilisant la technologie marginale de production électrique à partir du gaz naturel. D'un point de vue économique, les résultats obtenus pour les niveaux de force des vents et d'ensoleillement au-dessus de la moyenne de la province de Québec et tenant compte d'une résolution horaire se trouvaient entre les résultats obtenus en utilisant les technologies marginales identifiées (Charbon, gaz naturel et mazout) en appliquant la procédure à cinq étapes.

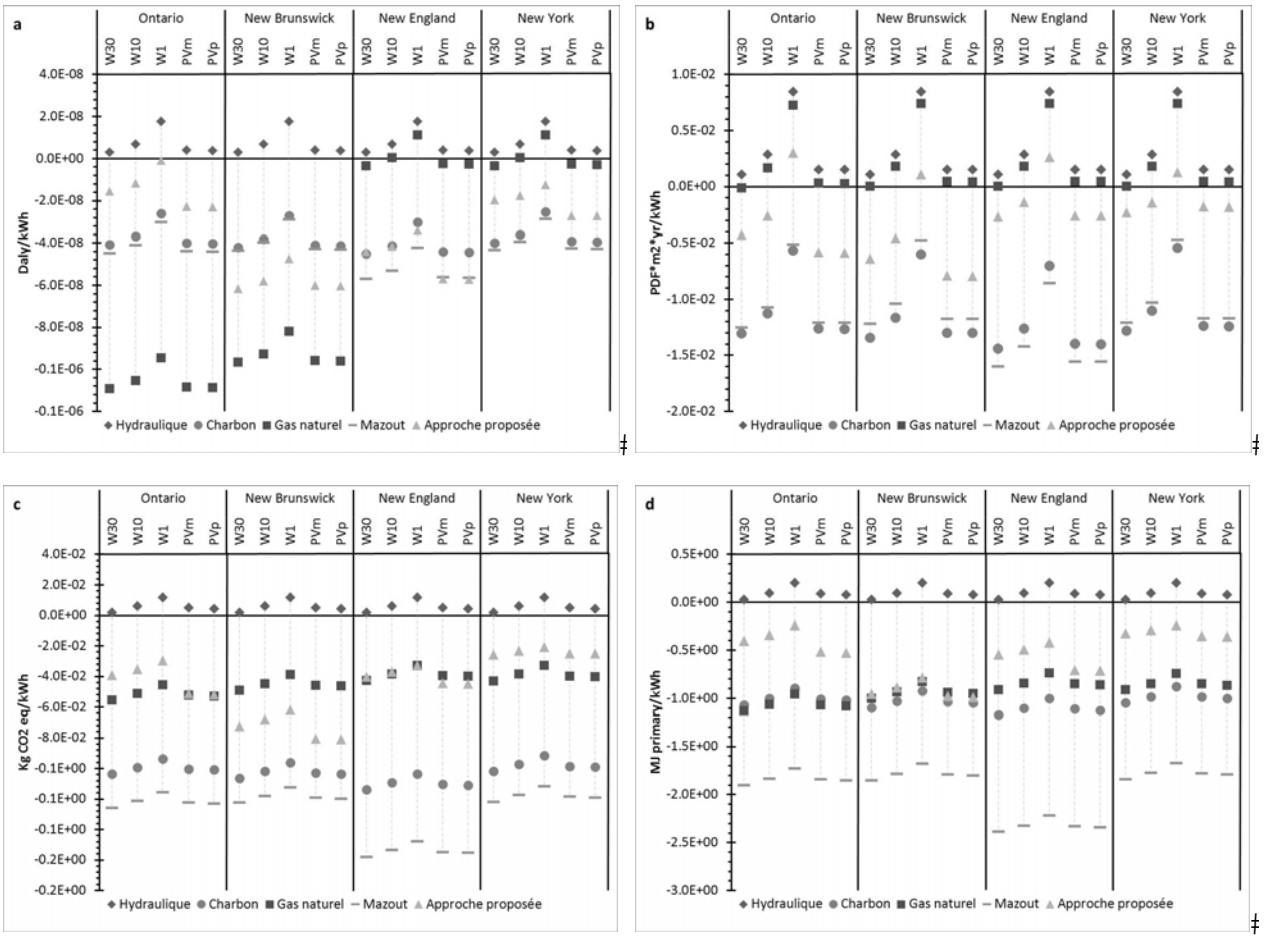


Figure 5-2. Influence du choix des données lors de l'évaluation (en présence d'une taxe **de 30$US/tonne de CO_2**) des impacts environnementaux reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée d'énergies renouvelables pour les conditions météorologiques au-dessus de la moyenne de la province de Québec (a, b, c et d réfèrent à la santé humaine, la qualité des écosystèmes, les changements climatiques et les ressources. W30, W10, W1, PVm et PVp réfèrent aux éoliennes de petite puissance de 30 kW, 10 kW et 1 kW, panneaux de 3 kWp de type monocristallin et de type polycristallin)

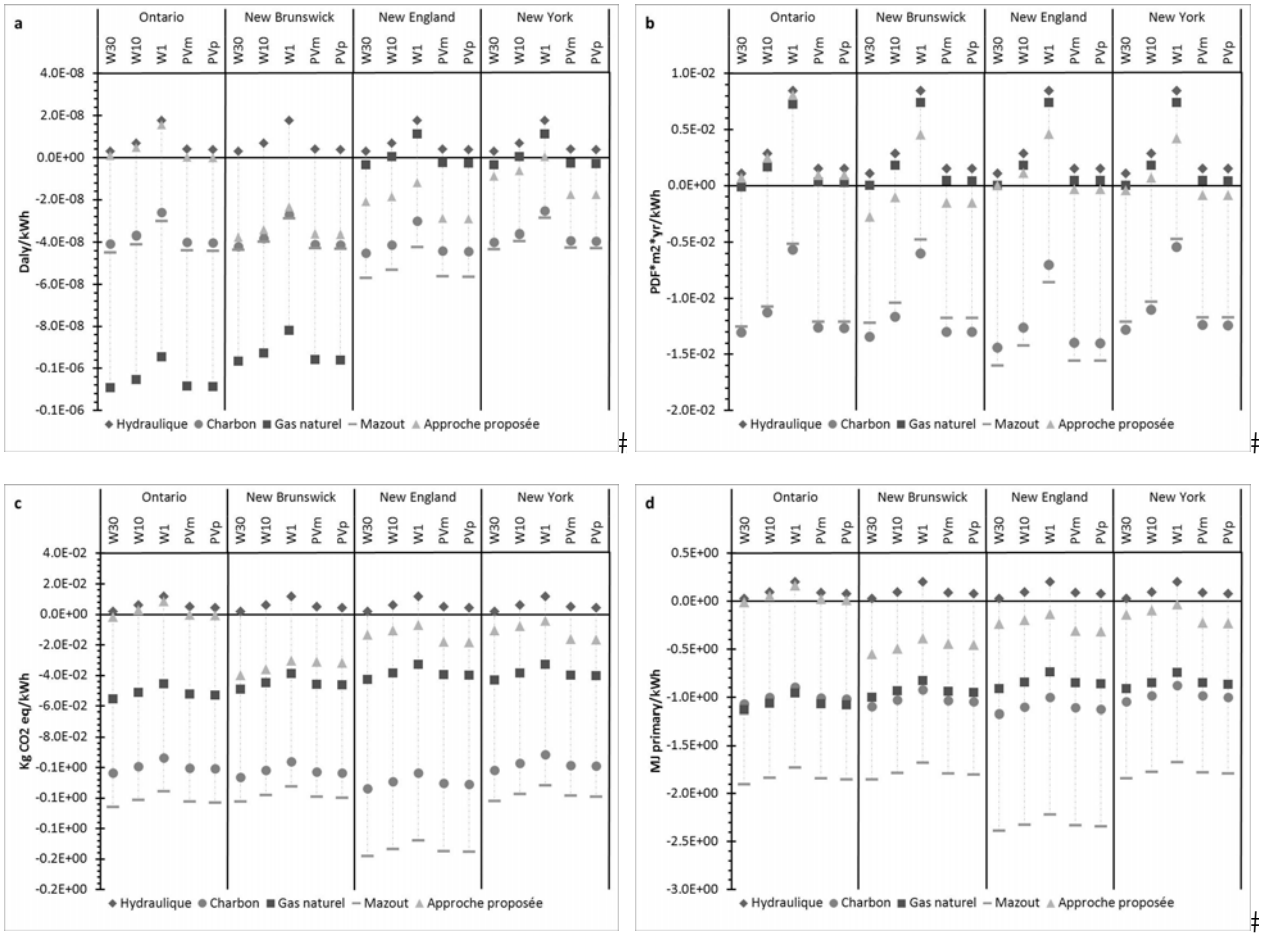


Figure 5-3. Influence du choix des données lors de l'évaluation (en présence d'une taxe **de 90$US/tonne de CO_2**) des impacts environnementaux reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée d'énergies renouvelables pour les conditions météorologiques au-dessus de la moyenne de la province de Québec (a, b, c et d réfèrent à la santé humaine, la qualité des écosystèmes, les changements climatiques et les ressources. W30, W10, W1, PVm et PVp réfèrent aux éoliennes de petite puissance de 30 kW, 10 kW et 1 kW, panneaux de 3 kWp de type monocristallin et de type polycristallin)

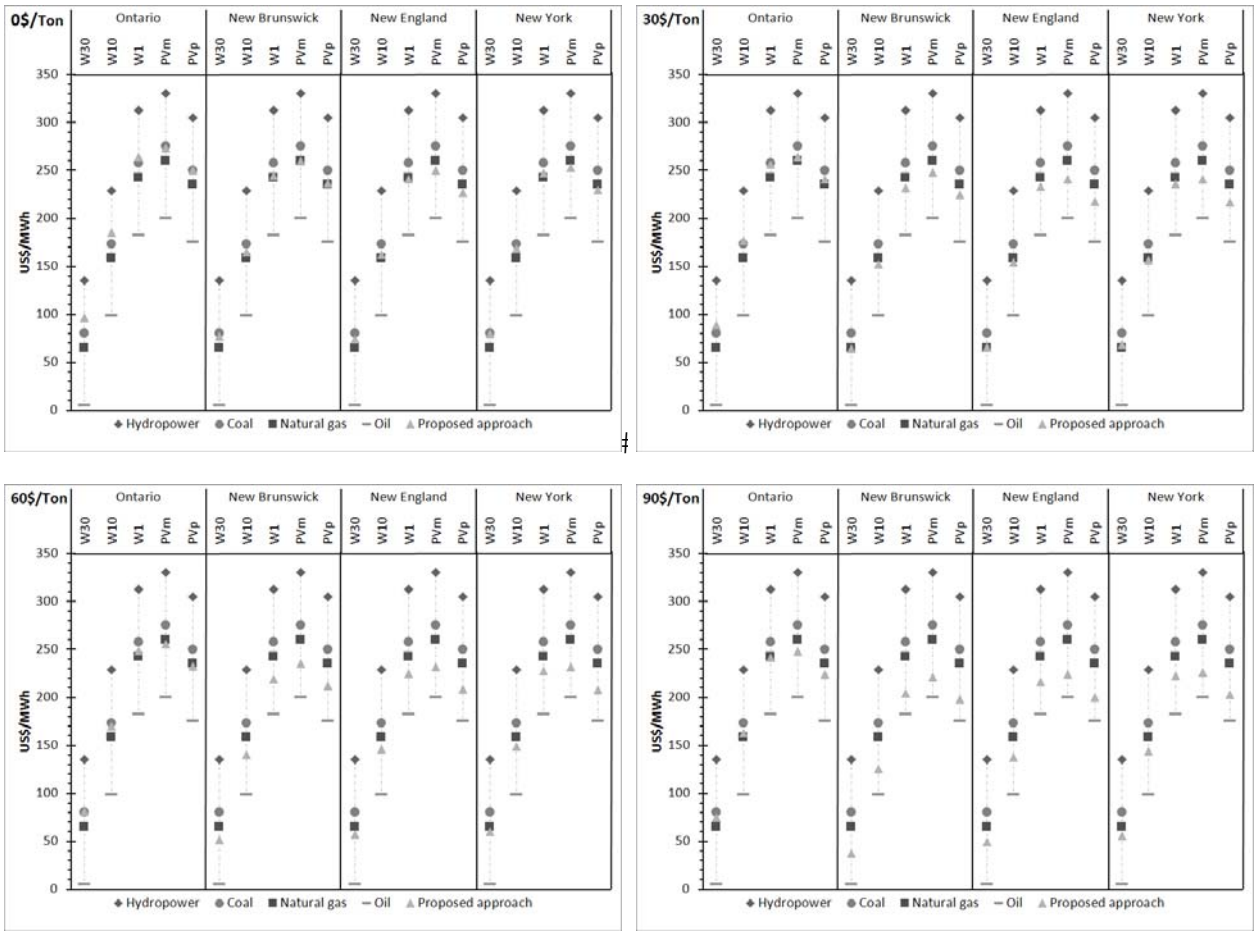


Figure 5-4. Influence du choix des données lors de l'évaluation (en présence d'une taxe **de 30$US, 60$US et 90$US/tonne de CO_2**) des impacts économiques reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée d'énergies renouvelables pour les conditions météorologiques au-dessus de la moyenne de la province de Québec (W30, W10, W1, PVm et PVp réfèrent aux éoliennes de petites puissances de 30 kW, 10 kW et 1 kW, panneaux de 3 kWp de type monocristallin et de type polycristallin).

CHAPITRE 6 DISCUSSION DES RÉSULTATS

6.1 Évaluation de la performance des systèmes de production distribuée

Lors de la revue de la littérature, deux questions ont été soulevées concernant la viabilité des systèmes de production distribuée dans le contexte nord-est américain à savoir :

- *Y-a-t-il place à la production distribuée d'énergies renouvelables dans un contexte nord-est américain?*
- *Quel est l'effet de l'intégration de la taxe carbone sur la performance économique et environnementale du cycle de vie de la production distribuée d'énergies renouvelables?*

Cette section discute comment, et dans quelle mesure, les travaux présentés dans cette thèse ont permis de répondre à ces deux questions.

6.1.1 Place de la production distribuée dans un contexte nord-est américain

Les résultats du premier article ont montré que la production distribuée d'énergies renouvelables peut présenter un avantage de réduction à court-terme des impacts environnementaux et économiques uniquement si la production centralisée d'électricité à partir du mazout est réduite et par conséquent identifiée comme technologie marginale. D'un autre côté, les résultats du troisième article ont montré que l'intégration de la production distribuée permettrait une réduction des impacts environnementaux pour toutes les autorités échangeant de l'électricité avec la province de Québec lorsque la dynamique des technologies marginales est considérée. Une exception est notée pour la catégorie de la Qualité des Écosystèmes (QE) en utilisant l'éolienne de 1 kW. Cependant, cette réduction ne s'applique que d'un point de vue environnemental. En effet, les résultats du quatrième article ont montré qu'il n'y avait pas d'avantage économique à implanter la production distribuée en considérant la dynamique des technologies marginales. En effet, en raison de la faible fréquence des moments où le prix du marché de l'électricité est assez élevé pour compenser le cout élevé de la production distribuée, le quatrième article montre clairement les limites des conclusions présentées par le premier article grâce à l'intégration de dynamique de la production électrique.

En résumé, le développement de la production distribuée est cohérent à court-terme avec les programmes d'incitation à la production verte mis en place en vertu d'objectifs nationaux de réduction des émissions polluantes et de GES [1, 5]. Cependant, ce développement présente plusieurs défis d'ordre économique. Le cout élevé des équipements reste encore le principal point chaud pouvant limiter l'intégration de la production électrique comme programme énergétique.

6.1.2 Effet de l'intégration de la taxe carbone sur la performance de la production distribuée

L'évaluation de l'influence de la taxe sur le carbone a permis de compléter la réponse à la question précédemment posée. D'abord, les résultats du quatrième article ont permis de montrer l'absence de réduction des impacts économiques reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée, sauf si les externalités correspondantes aux émissions des gaz à effet de serre, réduites dans les autorités voisines, sont prises en considération dans l'évaluation (internalisées). Cependant, ceci est uniquement le cas pour le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Angleterre, en intégrant la production de l'éolienne de 30 kW.

En ce qui concerne les impacts environnementaux, l'introduction de la taxe sur le carbone a pour effet de diminuer la réduction des impacts environnementaux en conséquence de l'intégration de la production distribuée. Ceci est le cas pour les quatre autorités échangeant de l'électricité avec la province de Québec. Cette diminution est catalysée par l'augmentation du prix de la taxe jusqu'à complètement annuler la réduction des impacts environnementaux. Tel est le cas pour la province de l'Ontario, où l'intégration de la production distribuée n'apportait aucune réduction des impacts environnementaux, pour une taxe de 90 $US/tonne de CO_2, en raison de l'hydroélectricité qui devient la principale technologie marginale.

En résumé, l'introduction de la taxe sur le carbone pourrait justifier d'un point de vue économique et environnemental l'intégration de la production distribuée comme programme énergétique. Cependant, une précaution est de mise quant au prix d'une taxe trop élevé qui pourrait inhiber les avantages de la production distribuée.

6.2 Aspects méthodologiques

6.2.1 Identification des technologies marginales pour le court-terme en tenant compte de la dynamique de la production électrique

Le modèle développé dans le cadre du projet de recherche a permis d'identifier pour chaque heure les technologies marginales, et ce, par marché électrique échangeant de l'électricité avec la province de Québec (c.-à-d. quatre autorités : Nouveau-Brunswick, Nouvelle-Angleterre, New York et Ontario). Par exemple, il a été montré que considérer uniquement les centrales thermiques au mazout comme technologie marginale n'était pas très représentatif de la réalité. En effet, les centrales les plus fréquemment marginales sont les centrales au charbon dans le cas de l'Ontario et les centrales au gaz naturel dans le cas de New York et Nouvelle-Angleterre. Dans le cas du Nouveau-Brunswick, ces deux technologies partagent la même fréquence.

Il a également été montré que d'autres centrales sont également marginales, mais d'une fréquence moindre. En effet, comme il a été possible d'isoler, pour chaque heure, la technologie marginale par autorité, les fréquences par type de technologie marginale ont été compilées sur une base annuelle, et ce, pour la période entre 2006-2008. Ces observations viennent en complément aux travaux identifiés lors de la revue critique de la littérature sur l'identification des technologies marginales pour le long-terme. En effet, des récents travaux ont montré que les données marginales pour le long-terme représentent aussi les conséquences d'investissement dans plusieurs technologies et non une seule technologie marginale [68, 112].

Il est à noter que dans le cadre du projet de recherche, la résolution horaire a été sélectionnée sur la base de ce qui était disponible dans les bases de données consultées. Cependant, selon la disponibilité de données, différentes résolutions (5 min, journée, mois, saisons, etc.) peuvent être utilisées avec le modèle d'identification des technologies marginales.

6.2.2 Validation de l'identification des technologies marginales

Le modèle d'identification des technologies marginales développé dans le deuxième article est la pierre angulaire des résultats de l'évaluation des impacts environnementaux reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée présentés dans le troisième article et dans l'annexe 5. Il en est de même pour les résultats du deuxième article portant sur l'évaluation

des impacts environnementaux et en particulier ceux des GES relié aux conséquences de l'importation et de l'exportation de la province de Québec.

C'est en tenant compte de la dynamique de la production électrique lors de l'identification des technologies marginales, qu'il a été possible de raffiner l'évaluation des impacts environnementaux. Cependant, avant d'utiliser les fréquences déterminées des technologies marginales, il est important de s'assurer de leurs validités. Ceci ne peut être atteint sans une étape de validation. En effet, comme il a été présenté dans le deuxième article (voir annexe 2 Appendix A), les fréquences des technologies marginales pour la province de l'Ontario ont été triangulées avec des données réelles de production électrique par type de centrale. Ces données ont été obtenues à partir de l'opérateur du réseau de la province (IESO). Trois approches ont été suivies lors de l'étape de validation, soit (a) graphique, (b) par analyse de corrélation (avec la production horaire totale de l'Ontario et avec le prix du marché horaire de l'électricité) et (c) par normalisation.

Cette étape de validation n'a pu être possible sans l'obtention des données réelles de production par l'opérateur. Dans le cas contraire, la validation de modèles pour l'identification des technologies marginales peut devenir problématique, introduire de l'incertitude et voire même devenir moins intéressante que les approches conventionnelles statiques. Le développement de procédures de validation en absence de données « primaires » est incontournable pour garantir le raffinement de l'évaluation des impacts environnementaux comparativement aux approches conventionnelles. Cependant, jusqu'à présent, aucune mention quant à la validité de méthodologies employées pour identifier les processus ou produits affectés n'a été rencontrée dans la littérature. La validation proposée dans le cadre du projet de recherche est un premier pas en ce sens.

6.2.3 Forces et limites des approches conventionnelles pour l'évaluation à court-terme des impacts environnementaux et économiques reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée

6.2.3.1 En absence de la taxe sur le carbone

D'abord, l'application des approches conventionnelles pour évaluer les impacts environnementaux et économiques reliés aux conséquences de l'intégration de la production

distribuée ne tient pas compte de la concordance entre la production d'énergies renouvelables et les unités de production marginales. En effet, il a été montré que considérer les centrales thermiques au mazout comme seule technologie marginale n'était pas très représentatif de la dynamique de la production électrique centralisée. Par exemple, les fréquences de technologies marginales affectées en conséquence de la production distribuée d'énergies renouvelables, dans les conditions météorologiques au-dessus de la moyenne de la province de Québec, ont montré que les centrales les plus affectées sont les centrales au charbon dans le cas de l'Ontario et les centrales au gaz naturel dans le cas de New York, Nouveau-Brunswick et Nouvelle-Angleterre. Ces observations ont également été notées pour les niveaux de force des vents et d'ensoleillement moyens et au-dessus de la moyenne de la province de Québec. De plus, il a été montré que d'autres technologies marginales sont également affectées, mais de façon moindre. En comparant les fréquences de technologies marginales de production électrique obtenues par autorité, les résultats obtenus diffèrent des données moyennes de l'approvisionnement électrique de la province de Québec. Ces observations montrent le degré de divergences entre le modèle proposé intégrant la dynamique de la production électrique pour l'identification des technologies marginales en comparaison avec les approches conventionnelles.

Une fois les technologies marginales identifiées, il a été possible d'évaluer les impacts environnementaux et économiques reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée renouvelable dans le réseau centralisé tout en tenant compte de la concordance entre la production renouvelable et les unités marginales de production centralisée. Les résultats d'évaluation des impacts environnementaux tenant compte de la dynamique de la production électrique se retrouvaient dans la plage de résultats obtenus en utilisant les deux scénarios de technologies marginales (gaz naturel et mazout) appliqués dans le cas des approches conventionnelles. Cependant, il n'y a pas de tendance claire quant à la surestimation systématique lors de l'utilisation d'un type de technologie marginale. Par exemple, en prenant la centrale au gaz naturel comme technologie marginale, les résultats obtenus sont surestimés de 155 % pour les impacts sur la santé humaine et sous-estimés de 185 % pour les impacts sur la qualité des écosystèmes.

Ces pourcentages démontrent l'impact de l'intégration de la dynamique de la production électrique pour raffiner l'évaluation à court-terme des conséquences environnementales reliés à l'intégration des technologies de production d'énergies renouvelables. Par contre, il est à

souligner que malgré ces différences d'estimation, l'utilisation de l'approche conventionnelle utilisant les données marginales pour le court-terme permettait de donner un ordre de grandeur des impacts environnementaux sans introduire un biais dans la conclusion du troisième article.

L'utilisation de données moyennes a montré l'absence de réductions des impacts environnementaux en conséquence de l'application de la production distribuée. Une seule exception pourrait être retenue pour l'éolienne de 30 kW. D'un autre côté, les résultats obtenus en utilisant l'approche proposée montraient des réductions des impacts environnementaux pour toutes les catégories analysées à l'exception de l'éolienne de 1 kW pour la catégorie qualité des écosystèmes. Ceci met en relief le biais qui pourrait être introduit par la simplification irréaliste de la dynamique de la production électrique.

6.2.3.1 Avec l'intégration de la taxe sur le carbone

L'évaluation de la concordance entre la production d'énergies renouvelables et les unités marginales de production électrique centralisée a été poursuivie avec l'intégration de la taxe sur le carbone. En fonction du niveau de la taxe, les unités marginales varient en raison du changement du prix horaire du marché de l'électricité. L'identification des technologies marginales a été réalisée pour toutes les heures durant la période entre 2006-2008 et en fonction du niveau de la taxe (c.-à-d. 30 et 90 $US par tonne de CO_2).

Avec l'introduction d'une taxe de 30 $US par tonne de CO_2, les résultats ont montré que la production électrique à partir de l'hydroélectricité en Ontario est la technologie marginale principale. En augmentant le niveau de la taxe de 30 à 90 $US par tonne de CO_2, les résultats ont montré un changement significatif des fréquences des technologies marginales. En effet, le prix de production de l'électricité à partir des systèmes thermique devient plus élevé. Cette augmentation explique pourquoi l'hydroélectricité devient plus fréquemment affectée en Ontario, au Nouveau-Brunswick et à New York. Ainsi, avec l'introduction de la taxe sur le carbone, considérer les centrales thermiques au mazout comme étant les principales technologies marginales n'est pas bien représentatif de la dynamique de la production électrique centralisée.

Une fois que les technologies marginales sont identifiées, il a été possible d'évaluer les impacts environnementaux et économiques en conséquence de l'intégration de la production distribuée

renouvelable dans le réseau centralisé. D'abord, avec l'intégration d'une taxe sur le carbone d'une valeur de 30 $US par tonne de CO_2, les résultats ont montré que les estimés obtenus se ne trouvent pas toujours dans la plage de résultats obtenus en utilisant une seule technologie marginale (mazout, gaz naturel et charbon). C'est l'exemple de l'Ontario avec la catégorie santé humaine et ressources, où l'utilisation de scénarios de technologies marginales (mazout, gaz naturel et charbon) surestiment la réduction des impacts environnementaux comparativement à ce qui est obtenu avec l'approche proposée tenant compte de la dynamique de la production électrique.

L'ajout du scénario hydroélectricité comme technologie marginale a permis de confiner les résultats obtenus avec l'approche proposée. Avec l'augmentation de la taxe sur le carbone, les résultats des scénarios de technologie marginale thermique identifiée (mazout et charbon) augmentaient leur surestimation des impacts environnementaux. Ces surestimations des résultats en utilisant les scénarios statiques thermiques mettent en relief la limite de la procédure à cinq étapes proposée par Weidema (2003) avec l'introduction de la taxe sur le carbone. L'identification de scénario statique à faible émission de gaz à effet serre, en combinaison avec les technologies marginales identifiées par la procédure à cinq étapes, permet d'éviter ces surestimations et donner un ordre de grandeur acceptable des impacts du cycle de vie.

D'un point de vue économique, les résultats obtenus pour les niveaux de force des vents et d'ensoleillement au-dessus de la moyenne de la province de Québec se trouvaient dans la plage de résultats obtenus en utilisant les technologies marginales identifiées par l'application de la procédure à cinq étapes de Weidema (Charbon, gaz naturel et mazout).

Finalement, ces observations ont permis de proposer les recommandations suivantes et, ainsi, à confirmer l'hypothèse de recherche quant à l'évaluation des limites des approches conventionnelles à quantifier les conséquences environnementales et économiques par l'intégration de la dynamique de la production électrique dans la méthodologie conséquentielle du cycle de vie:

- En absence de la taxe sur le carbone et dans un contexte de simplification de la quantification des impacts environnementaux et économiques reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée, l'utilisation de plusieurs scénarios de technologies marginales statiques en se référant à la procédure à cinq étapes de Weidema

(2003) est une option acceptable à la méthode proposée dans le cadre du projet de recherche pour donner un ordre de grandeur approximatif des impacts du cycle de vie sans introduire de biais dans les conclusions (comme c'est le cas avec l'approche utilisant des données moyennes);

- Avec l'introduction de la taxe sur le carbone, il est indispensable de combiner la procédure à cinq étapes de Weidema (2003) avec d'autres scénarios de technologie marginale à faible émission de GES représentatif du contexte géographique à l'étude pour que l'utilisation de ces scénarios puisse donner un ordre de grandeur acceptable des impacts du cycle de vie et sans introduire de biais dans les conclusions.

L'impact de la taxe sur le carbone a été considéré uniquement pour les émissions lors de la phase d'utilisation (opération des systèmes de production électrique). Par conséquent, l'impact de cette taxe sur le cout initial des technologies de production d'énergie renouvelable, le cout de transport et d'installation des équipements n'ont pas été pris en compte dans le cadre de ce projet de recherche. Il est possible que la considération de la taxe sur le carbone lors des différentes étapes du cycle de vie puisse influencer l'estimation du prix horaire de l'électricité à l'équilibre et donc modifier les estimés présentés sur les impacts environnementaux et économiques reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée. Il est serait intéressant d'évaluer la sensibilité des conclusions dépendamment des phases du cycle de vie considérées

CHAPITRE 7 CONCLUSIONS

7.1 Conclusions

La production distribuée d'énergies renouvelables peut jouer un rôle important dans l'atteinte des objectifs de différents programmes énergétiques tels qu'assurer un approvisionnement répondant à une consommation croissante en énergie et la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Jusqu'à présent, plusieurs catégories d'impact de la production distribuée d'énergies renouvelables à partir de l'éolien et du solaire Photovoltaique avaient été étudiées : les impacts sur les changements climatiques, les impacts économiques, les impacts sur l'utilisation des terres, etc. Cependant, les études évaluant ces différents impacts d'une manière intégrée et suivant une approche cycle de vie restaient encore rares dans la littérature, bien que plusieurs travaux aient souligné l'intérêt d'une intégration. En plus de ne pas évaluer de manière intégrée les impacts environnementaux et économiques du cycle de vie, les études identifiées ont appliqué, pour la plupart, des méthodes simplifiées pour l'identification des technologies affectées par l'implantation de la production distribuée. La dynamique des marchés énergétiques est rarement considérée, surtout dans le contexte de l'identification des technologies de production électrique affectées par l'implantation de la production distribuée dans un horizon de temps à court-terme. De plus, il n'est pas clair dans la littérature qu'elle est importante à la dynamique des marchés pour l'évaluation de l'effet de l'introduction de la taxe sur le carbone dans ce contexte.

Pour ces raisons, l'objectif principal du projet de recherche était de développer une méthode intégrant la dynamique de la production électrique pour évaluer le bon fondement des approches conventionnelles à quantifier pour le court-terme les impacts environnementaux et économiques reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée par le solaire Photovoltaique et les éoliennes de petites puissances. Dans ce contexte, les impacts environnementaux et économiques du cycle de vie des systèmes de production distribuée ont été évalués de façon intégrée. Ceci c'est fait en appliquant d'abord une approche attributionnelle et une approche conséquentielle conventionnelle, puis en appliquant la méthode intégrant la dynamique développée dans ce projet, et ce, avec et sans introduction de la taxe sur le carbone.

Les principaux résultats montrent que :

- L'éolienne de petite puissance de 30 kW et les panneaux solaires polycristallins de 3kWp représentent respectivement les séquences technologiques ayant le meilleur profil économique et environnemental pour les conditions de vent et d'ensoleillement au-dessus et au-dessous de la moyenne de la province de Québec. De plus, uniquement l'éolienne de petite puissance de 30 kW présente des avantages de réduction à court-terme des impacts environnementaux et économiques seulement si l'énergie renouvelable vient substituer de l'énergie thermique à partir du mazout;
- Avec la considération de la dynamique de la production électrique, l'intégration de la production distribuée permettrait une réduction des impacts environnementaux pour toutes les autorités échangeant de l'électricité avec la province de Québec. Une exception est notée pour la catégorie de la Qualité des Écosystèmes (QE) en utilisant l'éolienne de 1 kW. Cette réduction ne s'applique qu'uniquement d'un point de vue environnemental, sachant que les résultats du quatrième article montraient une absence totale de la réduction des impacts économiques en conséquence de l'intégration de la production distribuée;
- Avec l'évaluation de l'influence de la taxe sur le carbone, l'absence de réduction des impacts économiques reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée est encore notée, sauf si les externalités correspondantes aux émissions des gaz à effet de serre, réduites dans les autorités voisines, sont prises en considération dans l'évaluation (internalisés). Cependant, ceci est uniquement le cas pour le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Angleterre, en intégrant la production de l'éolienne de 30 kW. En ce qui concerne les impacts environnementaux, l'introduction de la taxe sur le carbone a pour effet de diminuer la réduction des impacts environnementaux en conséquence de l'intégration de la production distribuée. Ceci est le cas pour les quatre autorités échangeant de l'électricité avec la province de Québec.

Ces résultats constituent un élément clé pour évaluer le potentiel de la production distribuée d'énergies renouvelables à réduire l'utilisation de la production centralisée.

7.2 Contributions

Tout d'abord, ce projet de recherche a permis de:

1) Illustrer le potentiel de l'évaluation intégrée des impacts économiques et environnementaux attribuables au cycle de vie et plus particulièrement reliés aux conséquences d'un changement dans le cycle de vie. Jusqu'à présent, une évaluation intégrée suivant une approche cycle de vue des impacts économiques et environnementaux reliées aux conséquences d'un changement donnée n'a encore pas été identifiée dans la littérature. L'application intégrée de plusieurs outils du cycle de vie présentée dans le cadre du projet de recherche est en cohérente avec les travaux et propositions actuelles sur l'établissement du cadre méthodologique pour l'analyse de la durabilité du cycle de vie (*Life Cycle Sustainability Analysis-LCSA*) dans le but de minimiser les discordances méthodologiques entre les différents outils du cycle de vie [41, 62];

2) Démontrer, en absence et en présence de la taxe sur le carbone, l'impact de l'intégration de la dynamique de la production électrique pour évaluer le bon fondement des approches conventionnelles à évaluer pour le court-terme les conséquences environnementales et économiques de l'intégration de la production distribuée d'énergies renouvelables par le solaire Photovoltaique et les éoliennes de petites puissances. Ceci a également permis de mettre de l'avant des recommandations quant aux limites des approches conventionnelles;

3) Introduire la composante temporelle (horaire) dans la méthodologie conséquentielle cycle de vie. Ce dernier commence à peine à être considéré dans la littérature. Jusqu'à présent, la composante temporelle est utilisée dans certains aspects de l'évaluation des impacts du cycle de vie (EICV). Ce projet de recherche a réussi à intégrer le temps lors de la quantification de l'inventaire du cycle de vie. D'une manière plus spécifique, cet inventaire représente la variation de la technologie marginale dans le temps. Une résolution horaire a été sélectionnée pour illustrer l'intensité de cette variation. Cette intégration du temps dans la quantification de l'inventaire a montré son utilité pour l'évaluation des impacts environnementaux du cycle de vie;

4) Démontrer que les technologies marginales sont composées par plusieurs technologies de production électrique et non par une seule technologie statique, en effet, il a été présenté dans le revue de littérature que dans le cas de la production électrique, une donnée marginale de type court-terme sur la même production d'électricité ne tiendrait compte que de la centrale d'électricité qui se voit perturbé dans sa production (par exemple, devra augmenter sa production

à cause de l'augmentation de la consommation électrique) [44, 48]. Or à la suite de l'identification des technologies marginales, les résultats obtenus en intégrant la dynamique de la production électrique montrent que considérer uniquement une seule centrale de la production électrique comme technologie marginale n'était pas bien représentatif de la réalité. En effet, plusieurs centrales ont été identifiées comme marginales tout en variant dans le temps; et

5) Développer et coupler un modèle à équilibre partiel intégrant l'influence de la taxe sur le carbone sur l'évaluation des impacts du cycle de vie en conséquence de l'intégration de la production distribué. Un tel développement est en cohérence avec les récentes techniques incorporant dans l'ACV-C des modèles économiques de plus en plus sophistiqués, comme les modèles à équilibre partiel et les modèles à équilibre général [41, 53];

6) Proposer une méthode permettant d'évaluer d'une manière cohérente les impacts du cycle de vie reliés aux conséquences de l'intégration de la production électrique. L'unité fonctionnelle produire 1 kWh (ou 1 MWh) est communément choisie pour comparer différentes technologies de production électrique. Or, cette unité fonctionnelle ne considère pas un point important qui est la qualité de l'approvisionnement ou du kWh produit (c.-à-d. la variabilité de l'approvisionnement). En effet, il est très difficile d'intégrer cet aspect qualitatif dans l'unité fonctionnelle. C'est pour cette raison que la qualité de l'approvisionnement est souvent considérée comme fonction secondaire et donc négligée dans l'évaluation des impacts du cycle de vie [9]. La méthode proposée permet de tenir compte de la variabilité de l'énergie produite lors de l'évaluation des conséquences reliées à cette production. En effet, en isolant la technologie marginale correspondant au moment de la production des systèmes évalués, il est possible d'affecter la bonne émission qui est évitée et par conséquent intégrer la variabilité du kWh produit lors de l'évaluation.

7.3 Perspectives

Des nouvelles perspectives de recherche sont proposées à la suite du projet de recherche:

1) Évaluation des incertitudes en ACV conséquentielle : confrontation des données réelles avec les résultats des modèles utilisés en ACV-C afin d'évaluer leur incertitude sur les résultats de l'ACV et développement de procédure de validation. Comme il a été montré lors du projet de recherche, l'identification des produits ou processus affectés est cruciale en ACV-C pour évaluer

les impacts environnementaux d'un changement. Ainsi, s'assurer de la validité des produits ou processus identifiés et par conséquent de la validité de la méthodologie appliquée pour leurs identifications est un aspect important sachant que cette étape influence directement la robustesse des résultats obtenus (c.-à-d. les impacts environnementaux dus à un changement). Cependant, jusqu'à présent, aucune mention quant à la validité de méthodologies employées pour identifier les processus ou produits affectés ou bien quant à l'incertitude entourant ces méthodologies n'a été rencontrée. Il est donc important de développer différentes approches de validation dans le but de supporter l'identification les processus et produits affectés et d'estimer les incertitudes relatives à leurs identifications;

2) Estimation de l'impact des échanges d'électricité sur le bilan GES du marché électrique nord-est américain suite à l'introduction de la taxe sur le carbone. Pour les trois années considérées dans le deuxième article, le net des exportations/importations a permis de réduire de 20 millions de tonnes les émissions chez les marchés voisins. Cela fait environ 7 millions de tonnes par année, soit près de 10% des émissions québécoises (sachant que le Québec, en 2008, a émis de 82 millions de tonnes de GES). Si on pousse l'analyse plus loin et qu'on inclut également les émissions indirectes (sur leur cycle de vie), alors la réduction de GES attribuable aux échanges d'électricité, pour les trois années, est de près de 28 millions de tonnes. Dans un contexte de mise en place de la taxe sur le carbone, il n'est pas difficile de réaliser la pleine valeur de la production hydroélectrique en raison du remplacement par les ventes d'électricité nettes hors Québec de la production de centrales thermiques. Avec, les réductions de GES induites par ces exportations, la province du Québec aurait pu se faire 200 millions de dollars de plus sur ces échanges dans un scénario de facturation à 10 $ la tonne de GES. Par contre, ces estimations ne considèrent pas les répercussions d'une telle taxe sur l'offre et la demande. Reste donc à estimer les répercussions d'une telle taxe sur les quantités d'électricité importée et exportée et l'efficacité de différentes taxes sur le carbone. Le modèle d'équilibre partiel développé dans le quatrième article pourrait répondre à cette question;

3) Couplage des modèles d'analyse de systèmes électriques dans une perspective long-terme avec l'ACV-C et modélisation prospective du parc de production électrique en comparaison avec les approches conventionnelles. Il a été montré dans le premier article, avec l'application de la procédure à cinq étapes proposée par Weidema (2003), que lorsque les centrales thermiques au charbon sont identifiées comme technologie marginale dans une perspective long-terme,

l'éolienne de petite puissance de 30 kW permet une réduction des impacts environnementaux et économiques (voir article 1 pour plus de détails). Par contre, l'effet du cout sur les résultats, comme par exemple, le coût de production des PV qui diminue avec le temps, n'a pas été intégré. Ainsi, tester la sensibilité de cette conclusion avec l'intégration des modèles d'analyse de systèmes électriques dans une perspective long-terme avec l'ACV-C pour compléter l'évaluation des approches conventionnelles est complémentaire à ce qui a été présenté dans ce projet de recherche.

Tableau 7.1: Évaluation des impacts environnementaux et économiques par kWh reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée (adapté de Amor et al [77]. SH, QE, CC et RES renvoient à la catégorie d'impacts santé humaine, qualité des écosystèmes, changements climatiques et ressources. Une valeur négative renvoie à une diminution des impacts).

Approche	Scénarios	Systèmes	SH	QE	CC	RES	Cout [a]
			DALY	PDF*m^2*yr	kg $CO_{2\ eq}$	MJ primary	$US
Marginal Long-terme	Éolien [b]	PVp@inf [e].	3.81E-08	1.45E-02	-5.33E-02	8.95E-01	0.31
		W30@sup [d].	1.53E-08	4.31E-03	-7.84E-03	1.19E-01	0.03
	Hydraulique [b]	PVp@inf.	5.01E-08	1.98E-02	-6.06E-02	1.04E+00	0.31
		W30@sup.	2.73E-08	9.64E-03	-1.51E-02	2.60E-01	0.03
	Charbon [c]	PVp@inf.	**-1.66E-07**	**-4.58E-04**	**-3.05E-01**	**-3.42E+00**	0.31
		W30@sup.	**-1.89E-07**	**-9.69E-03**	**-3.50E-01**	**-4.19E+00**	0.03
	Gaz naturel [c]	PVp@inf.	1.31E-08	1.32E-02	1.75E-01	-3.32E+00	0.33
		W30@sup	-9.69E-09	3.01E-03	2.20E-01	-4.09E+00	0.05

[a] N'inclut pas les couts de démantèlement (une approche conservatrice est appliquée);
[b] Représente la technologie affectée à long-terme dans la province de Québec;
[c] Représente la technologie affectée à long-terme dans le marché électrique nord-est américain;
[d] W30@sup est l'éolienne de petite puissance 30 kW étant la meilleure séquence pour les conditions météorologiques au-dessus de la moyenne; et
[e] PVp@inf est le panneau solaire polycristallin 3kWp étant la meilleure séquence pour les conditions météorologiques au-dessous de la moyenne.

4) Extension de recommandations présentées dans le cadre du projet de recherche à d'autres secteurs d'activité (agriculture, carburant, etc.).

BIBLIOGRAPHIE

[1] C. R. Karger et W. Hennings, "Sustainability evaluation of decentralized electricity generation," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, no. 3, pp. 583-593, 2009.

[2] S. Carley, "Distributed generation: An empirical analysis of primary motivators," *Energy Policy*, vol. 37, no. 5, pp. 1648-1659, 2009.

[3] Hydro-Québec, "Option de mesurage net pour autoproducteurs," *Tarifs résidentiels et factures*. Disponible: http://www.hydroquebec.com/autoproduction/. [Consulté le 13 Mars 2008].

[4] Marbek Resource Consultants Ltd, "Survey of small (300 W to 300 kW) wind turbine market in Canada " CANMET Energy Technology Centre (CETC), Ottawa, Rapport technique, 2005

[5] Government of Saskatchewan, "Net Metering rebate program extended," pp., 2011. Disponible: http://www.gov.sk.ca/news?newsId=6ab68302-8039-4504-a671-9dfb555f09c3. [Consulté le 22 Octobre 2011].

[6] J. L. Bernal-Agustin et R. Dufo-Lopez, "Economical and environmental analysis of grid connected photovoltaic systems in Spain," *Renewable Energy*, vol. 31, no. 8, pp. 1107-1128, 2006.

[7] A. S. Bahaj, L. Myers, et P. A. B. James, "Urban energy generation: Influence of micro-wind turbine output on electricity consumption in buildings," *Energy and Buildings*, vol. 39, no. 2, pp. 154-165, 2007.

[8] F. Ardente, M. Beccali, M. Cellura, et V. Lo Brano, "Energy performances and life cycle assessment of an Italian wind farm," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 12, no. 1, pp. 200-217, 2008.

[9] L. Gagnon, C. Belanger, et Y. Uchiyama, "Life-cycle assessment of electricity generation options: The status of research in year 2001," *Energy Policy*, vol. 30, no. 14, pp. 1267-78, 2002.

[10] D. Haeseldonckx et W. D'Haeseleer, "The environmental impact of decentralised generation in an overall system context," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 12, no. 2, pp. 437-454, 2008.

[11] UNEP, "Guidelines for Social Life Cycle Assessment of Products," Rapport technique, 2009.

[12] ISO., "ISO 14040:2006a Management environnemental — Analyse du cycle de vie — Principes et cadre. ," Organisation internationale de normalisation, ISO 14040, 2006.

[13] B. Fleck et M. Huot, "Comparative life-cycle assessment of a small wind turbine for residential off-grid use," *Renewable Energy*, vol. 34, no. 12, pp. 2688-2696, 2009.

[14] V. Fthenakis et H. C. Kim, "Land use and electricity generation: A life-cycle analysis," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, no. 6-7, pp. 1465-1474, 2009.

[15] Varun, R. Prakash, et I. K. Bhat, "Energy, economics and environmental impacts of renewable energy systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, no. 9, pp. 2716-2721, 2009.

[16] D. P. Kaundinya, P. Balachandra, et N. H. Ravindranath, "Grid-connected versus stand-alone energy systems for decentralized power-A review of literature," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, no. 8, pp. 2041-2050, 2009.

[17] H. Dahlbo, M. Ollikainen, S. Peltola, T. Myllymaa, et M. Melanen, "Combining ecological and economic assessment of options for newspaper waste management," *Resources, Conservation and Recycling*, vol. 51, no. 1, pp. 42-63, 2007.

[18] G. Norris, "Integrating life cycle cost analysis and LCA," *International Journal of Life Cycle Assessment*, vol. 6 no. 2, pp. 118–120., 2001.

[19] G. Norris, "Integrating Economic Analysis into LCA," *Environmental Quality Management*, vol. 10, no. 3, pp. 59-64, 2001.

[20] J. Reap, F. Roman, S. Duncan, et B. Bras, "A survey of unresolved problems in life cycle assessment. Part 1: goal and scope and inventory analysis," *The International Journal of Life Cycle Assessment*, vol. 13, no. 5, pp. 290-300, 2008.

[21] J. Reap, F. Roman, S. Duncan, et B. Bras, "A survey of unresolved problems in life cycle assessment. Part 2: impact assessment and interpretation," *The International Journal of Life Cycle Assessment*, vol. 13, no. 5, pp. 374-388, 2008.

[22] S. R. Allen, G. P. Hammond, H. A. Harajli, C. I. Jones, M. C. McManus, et A. B. Winnett, "Integrated appraisal of micro-generators: Methods and applications," *Proceedings of Institution of Civil Engineers-Energy*, vol. 161, no. 2, pp. 73-86, 2008.

[23] N. Mithraratne, "Roof-top wind turbines for microgeneration in urban houses in New Zealand," *Energy and Buildings*, vol. 41, no. 10, pp. 1013-1018, 2009.

[24] Tendance carbone, "The Monthly Bulletin on the European Carbon Market. N27," Rapport technique, 2008. http://www.bluenext.eu/publications/TendancesCarbone/TCN.27_07.2008_En.pdf.

[25] S. Borenstein, "The Market Value and Cost of Solar Photovoltaic Electricity Production," UCEI, California, US, Rapport technique CSEM WP 176, 2008. www.ucei.org. [Consulté le 10 janvier 2008].

[26] S. Borenstein, "The Private and Public Economics of Renewable Electricity Generation," Haas School of Business, California, US, Rapport technique WP-221, 2011. http://ei.haas.berkeley.edu/abstract_wp221.html. [Consulté le 10 septembre 2011].

[27] Ontario Power Authority, "Ontario Power Authority," pp., 2010. Disponible: http://www.powerauthority.on.ca. [Consulté le 15 mars 2010].

[28] Gouvernement du Canada et Ressources naturelles Canada, "Les systèmes éoliens autonomes : Guide de l'acheteur," vol. 1, 2003, pp. 60.

[29] Hydro-Québec, "Exigences relatives au raccordement de la production décentralisée utilisant des onduleurs de faible puissance au réseau de distribution basse tension d'Hydro-Québec," *sectorielle*, 2005.

[30] C. Koroneos, N. Stylos, et N. Moussiopoulos, "LCA of Multicrystalline Silicon Photovoltaic Systems. Part 1: Present Situation and Future Perspectives," *International journal of life cycle assessment*, vol. 11 no. 2, pp. 129 – 136, 2006.

[31] M. Raugei et P. Frankl, "Life cycle impacts and costs of photovoltaic systems: Current state of the art and future outlooks," *Energy*, vol. 34, no. 3, pp. 392-399, 2009.

[32] J. W. Tester, E. M. Drake, M. J. Driscoll, M. W. Golay, et W. A. Peters, *Sustainable energy : choosing among options*, Cambridge, Mass.: MIT Press, 2005.

[33] N. Jungbluth et M. Tuchschmid, "Photovoltaics " Ecoinvent, Dübendorf, CH., Rapport technique Report No. 6-XII, 2007. www.ecoinvent.ch. [Consulté le 15 octobre 2008].

[34] Association Canadienne de l'Énergie Éolienne., "Éoliennes de petites puissances," pp., 2005. Disponible: http://www.smallwindenergy.ca/fr/SmallWind.html.

[35] B. Burger et C. Bauer, "Windkraft " Ecoinvent, Dübendorf, CH, Rapport technique Final report No. 6-XIII, 2007. www.ecoinvent.ch. [Consulté le 15 octobre 2008].

[36] Jolliet, M. Saadée, et P. Crettaz, *Analyse du cycle de vie : comprendre et réaliser un écobilan*, Lausanne, Suisse: Presses Polytechniques et Universitaires Romandes, 2005.

[37] ISO, "ISO 14044:2006 Management environnemental — Analyse du cycle de vie — Exigences et lignes directrices.," 2006b.

[38] A. Niederl-Schmidinger et M. Narodoslawsky, "Life Cycle Assessment as an engineer's tool?," *Journal of Cleaner Production*, vol. 16, no. 2, pp. 245-252, 2008.

[39] Joint Research Centre -Institute for Environment and Sustainability, "ILCD Handbook: General guide for Life Cycle Assessment - Detailed guidance," European Commission, Ispra, Italy, Rapport technique, 2010. http://lct.jrc.ec.europa.eu/assessment/publications. [Consulté le 9 mars 2011].

[40] G. Finnveden, M. Z. Hauschild, T. Ekvall, J. Guinée, R. Heijungs, S. Hellweg, A. Koehler, D. Pennington, et S. Suh, "Recent developments in Life Cycle Assessment," *Journal of Environmental Management*, vol. 91, no. 1, pp. 1-21, 2009.

[41] A. Zamagni, P. Buttol, R. Buonamici, P. Masoni, J. B. Guinée, R. Heijungs, T. Ekvall, R. Bersani, A. Bienkowska, et U. Pretato, "Critical review of the current research needs and limitations related to ISO-LCA practice; Deliverable D7 of work package 5 of the CALCAS project," Rapport technique, 2009. http://www.estis.net/sites/calcas/ [Consulté le 11 mars 2010.].

[42] G. Finnveden et T. Ekvall, "Life-cycle assessment as a decision-support tool--the case of recycling versus incineration of paper," *Resources, Conservation and Recycling*, vol. 24, no. 3-4, pp. 235-256, 1998.

[43] B. P. Weidema, N. Frees, et A. M. Nielsen, "Marginal production technologies for life cycle inventories " *International Journal of Life Cycle Assessment*, vol. 4, no. 1, pp. 48-56, 1999.

[44] T. Ekvall et B. P. Weidema, "System Boundaries and Input Data in Consequential Life Cycle Inventory Analysis," *International Journal of Life Cycle Assessment*, vol. 9, no. 3, pp. 161 – 171, 2004.

[45] A.-M. Tillman, "Significance of decision-making for LCA methodology," *Environmental Impact Assessment Review*, vol. 20, no. 1, pp. 113-123, 2000.

[46] T. Dandres, C. Gaudreault, P. Tirado-Seco, et R. Samson, "Assessing non-marginal variations with consequential LCA: Application to European energy sector," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, no. 6, pp. 3121-3132, 2011.

[47] G. Finnveden, "A world with CO_2 caps," *The International Journal of Life Cycle Assessment*, vol. 13, no. 5, pp. 365-367, 2008.

[48] B. Weidema, "Market information in life cycle assessment " Danish Environmental Protection Agency Danemark, Rapport technique 863, 2003. http://www2.mst.dk/udgiv/publications/2003/87-7972-991-6/pdf/87-7972-992-4.pdf. [Consulté le 12 février 2009].

[49] ISO., "ISO 14044:2006b Management environnemental — Analyse du cycle de vie — Exigences et lignes directrices.," Organisation internationale de normalisation, ISO 14044, 2006.

[50] O. Jolliet, M. Margni, R. Charles, S. Humbert, J. Payet, G. Rebitzer, et R. Rosenbaum, "IMPACT 2002+: A New Life Cycle Impact Assessment Methodology," *International Journal of Life Cycle Assessment*, vol. 8 no. 6, pp. 324-330, 2003.

[51] J. Bare, G. Norris, D. Pennington, et T. McKone, "TRACI, Tool for the Reduction and Assessment of Chemical and Other Environmental Impact.," *Journal of Industrial Ecology*, vol. 6 no. 3–4, pp. 49–78, 2003.

[52] L. Toffoletto, C. Bulle, J. Godin, C. Reid, et L. Deschênes, "LUCAS - A new LCIA Method Used for a CAnadian-Specific Context. International Journal of LCA on line first p.10.," *International Journal of Life Cycle Assessment*, vol. 12, no. 2, pp. 93-102, 2007.

[53] J. Earles et A. Halog, "Consequential life cycle assessment: a review," *The International Journal of Life Cycle Assessment*, vol. 16, no. 5, pp. 445-453, 2011.

[54] T. Ekvall, A.-M. Tillman, et S. Molander, "Normative ethics and methodology for life cycle assessment," *Journal of Cleaner Production*, vol. 13, no. 13-14, pp. 1225-1234, 2005.

[55] M. Thomassen, R. Dalgaard, R. Heijungs, et I. de Boer, "Attributional and consequential LCA of milk production," *The International Journal of Life Cycle Assessment*, vol. 13, no. 4, pp. 339-349, 2008.

[56] G. Rebitzer, "Integrating life cycle costing and life cycle assessment for managing costs and environmental impacts in supply chain analysis and LCA. ," in *Cost Management in Supply Chains*, S. Seuring etM. Goldbach, Éds., Heidelberg Physica-Verlag, 2002, pp. 128–146.

[57] D. Hunkeler, K. Lichtenvort, et G. Rebitzer, *Environmental Life Cycle Costing* 1e éd., Europe: CRC Press-SETAC, 2008.

[58] G. Finnveden et Å. Moberg, "Environmental systems analysis tools – an overview," *Journal of Cleaner Production*, vol. 13, no. 12, pp. 1165-1173, 2005.

[59] E. Hochschorner et M. Noring, "Practitioners' use of life cycle costing with environmental costs—a Swedish study," *The International Journal of Life Cycle Assessment*, pp. 1-6.

[60] Varun, I. K. Bhat, et R. Prakash, "LCA of renewable energy for electricity generation systems-A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, no. 5, pp. 1067-1073, 2009.

[61] A. L. B. Heagle, G. F. Naterer, et K. Pope, "Small wind turbine energy policies for residential and small business usage in Ontario, Canada," *Energy Policy*, vol. 39, no. 4, pp. 1988-1999, 2011.

[62] J. B. Guinée, R. Heijungs, G. Huppes, A. Zamagni, P. Masoni, R. Buonamici, T. Ekvall, et T. Rydberg, "Life Cycle Assessment: Past, Present, and Future†," *Environmental Science & Technology*, vol. 45, no. 1, pp. 90-96, 2010.

[63] C. L. Weber, P. Jaramillo, J. Marriott, et C. Samaras, "Uncertainty and variability in accounting for grid electricity in life cycle assessment," in *Sustainable Systems and Technology, 2009. ISSST '09. IEEE International Symposium on*, 2009, pp. 1-8.

[64] C. L. Weber, P. Jaramillo, J. Marriott, et C. Samaras, "Life Cycle Assessment and Grid Electricity: What Do We Know and What Can We Know?," *Environmental Science & Technology*, vol. 44, no. 6, pp. 1895-1901, 2010.

[65] J. Marriott et H. S. Matthews, "Environmental Effects of Interstate Power Trading on Electricity Consumption Mixes," *Environmental Science & Technology*, vol. 39, no. 22, pp. 8584-8590, 2005.

[66] J. Marriott, H. S. Matthews, et C. T. Hendrickson, "Impact of Power Generation Mix on Life Cycle Assessment and Carbon Footprint Greenhouse Gas Results," *Journal of industrial Ecology*, vol. 14, no. 6, pp. 919-928, 2010.

[67] B. V. Mathiesen, M. Münster, et T. Fruergaard, "Uncertainties related to the identification of the marginal energy technology in consequential life cycle assessments," *Journal of Cleaner Production*, vol. 17, no. 15, pp. 1331-1338, 2009.

[68] H. Lund, B. V. Mathiesen, P. Christensen, et J. H. Schmidt, "Energy system analysis of marginal electricity supply in consequential LCA " *The International Journal of Life Cycle Assessment*, vol. 15, no. 3, pp. 260-271, 2010.

[69] M. A. Curran, M. Mann, et G. Norris, "The international workshop on electricity data for life cycle inventories," *Journal of Cleaner Production*, vol. 13, no. 8, pp. 853-862, 2005.

[70] D. Sivaraman et G. A. Keoleian, "Photovoltaic (PV) electricity: Comparative analyses of CO2 abatement at different fuel mix scales in the US," *Energy Policy*, vol. 38, no. 10, pp. 5708-5718, 2010.

[71] D. Bristow, R. Richman, A. Kirsh, C. A. Kennedy, et K. D. Pressnail, "Hour-by-Hour Analysis for Increased Accuracy of Greenhouse Gas Emissions for a Low-Energy Condominium Design," *Journal of industrial Ecology*, pp. online first, 2011.

[72] E. Billette de Villemeur et P.-O. Pineau, "Environmentally damaging electricity trade," *Energy Policy*, vol. 38, no. 3, pp. 1548-1558, 2010.

[73] O. Eriksson, G. Finnveden, T. Ekvall, et A. Bjvrklund, "Life cycle assessment of fuels for district heating: A comparison of waste incineration, biomass- and natural gas combustion," *Energy Policy*, vol. 35, no. 2, pp. 1346-1362, 2007.

[74] M. A. Delucchi et M. Z. Jacobson, "Providing all global energy with wind, water, and solar power, Part II: Reliability, system and transmission costs, and policies," *Energy Policy*, vol. 39, no. 3, pp. 1170-1190, 2011.

[75] A. Newcomer, S. A. Blumsack, J. Apt, L. B. Lave, et M. G. Morgan, "Short Run Effects of a Price on Carbon Dioxide Emissions from U.S. Electric Generators," *Environmental Science & Technology*, vol. 42, no. 9, pp. 3139-3144, 2008.

[76] eFormative Options LLC et Entegrity Wind Systems Inc, "Small wind siting and zoning study: development of guidelines and a model zoning by-law for small wind turbines (under 300kW)," Canadian Wind Energy Association, Rapport technique, 2006. www.smallwindenergy.ca/downloads/Small_Wind_Siting_Guidelines.pdf. [Consulté le 23 juin 2008].

[77] M. B. Amor, P. Lesage, P.-O. Pineau, et R. Samson, "Can distributed generation offer substantial benefits in a Northeastern American context? A case study of small-scale renewable technologies using a life cycle methodology," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, no. 9, pp. 2885-2895, 2010.

[78] Bergey Windpower Co., "Small wind trubines for homes, businesses, and off-grid," *Bergey Windpower Co*. Disponible: http://www.bergey.com/. [Consulté le 15 janvier 2009].

[79] Natural Resources Canada. et NRCan/CTEC., *RETScreen™ version 4*, Varennes, Qc: 2008.

[80] CanSIA/NRCan, "The Potential for solar PV power in Canada," CanSIA/NRCan, Rapport technique, 2008. http://www.cansia.ca/. [Consulté le 10 mars 2009].

[81] PRé Consultants, *SimaPro7 version 7.1.8.*, Amersfoort, Netherlands: PRé Consultants, 2008.

[82] P. Morin, B. Marcos, C. Moresoli, et C. B. Laflamme, "Economic and environmental assessment on the energetic valorization of organic material for a municipality in Quebec, Canada," *Applied Energy*, vol. 87, no. 1, pp. 275-283, 2010.

[83] Hydro-Québec, "Approvisionnements énergétiques et émissions atmosphériques," Hydro-Québec, Montreal, Rapport technique, 2005. http://www.hydroquebec.com/publications/fr/rapport_perf_enviro/pdf/rdd_2005.pdf. [Consulté le 15 septembre 2009].

[84] Hydro-Québec, "Other sources of power generation-Fossil fuels," *Hydro-Québec-Power Generation*. Disponible: http://www.hydroquebec.com/learning/production/autressources/fossile.html. [Consulté le 10 octobre 2009].

[85] National Energy Board, "Canada's Energy Future - Reference Case & Scenarios to 2030 - Appendices," National Energy Board, Calgary, AB, Rapport technique NE23-15/2007F-MRC, 2007. http://www.neb.gc.ca/clf-

nsi/rnrgynfmtn/nrgyrprt/nrgyftr/2007/nrgyftr2007ppndc-eng.pdf. [Consulté le 13 octobre 2009].

[86] Federal Energy Regulatory Commission, "2008 State of the Markets Report," Federal Energy Regulatory Commission, Washington, DC, Rapport technique, 2009. http://www.ferc.gov/market-oversight/st-mkt-ovr/2008-som-final.pdf. [Consulté le 13 octobre 2009].

[87] Canadian Electricity Association, "Power generation in Canada-A guide," Canadian Electricity Association, Ottawa, ON, Rapport technique, 2006. www.canelect.ca. [Consulté le 13 octobre 2009].

[88] IESO, ""Market Summaries", Ontario Independent Electricity System Operator," *Market Summaries*, pp., 2010. Disponible: www.theimo.com/imoweb/marketdata/marketSummary.asp. [Consulté le 12 mars 2009].

[89] ISO New England, "Historical Data – Hourly Zonal Information," *Hourly Zonal Information*, pp., 2010. Disponible: www.iso-ne.com/markets/hstdata/znl_info/hourly/index.html. [Consulté le 12 mars 2009].

[90] NYISO, "Market Data Exchange – Day-Ahead Market LBMP," *Pricing Data*, pp., 2010. Disponible: www.nyiso.com/public/market_data/pricing_data.jsp [Consulté le 12 mars 2009].

[91] C. Harris, *Electricity markets : pricing, structures and economics*, Chichester ; Hoboken, NJ: John Wiley & Sons, 2006.

[92] EIA, "Coal News and Markets Archive " *Coal News and Markets*, pp., 2010. Disponible: http://www.eia.doe.gov/cneaf/coal/page/coalnews/cnmarchive.html. [Consulté le 02 février 2010].

[93] EIA, "Natural Gas Futures Prices (NYMEX) (Dollars per Million BTU)," *Natural Gas Futures Price*, pp., 2010. Disponible: http://tonto.eia.doe.gov/dnav/ng/ng_pri_fut_s1_d.htm. [Consulté le 02 février 2010].

[94] EIA, "Weekly Cushing, OK WTI Spot Price FOB (Dollars per Barrel)," *Petroleum Navigator*, pp., 2010. Disponible: http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/hist/rwtcW.htm. [Consulté le 02 février 2010].

[95] Statistics Canada, "Electric Power Generation, Transmission and Distribution 2007," Minister of Industry, Ottawa, ON, Rapport technique 57-202-X, 2009. http://dsp-psd.pwgsc.gc.ca/Collection-R/Statcan/57-202-XIB/57-202-XIB-e.html. [Consulté le 10 mars 2010].

[96] Statistics Canada, "Electric Power Generation, Transmission and Distribution 2006," Minister of Industry, Ottawa, ON, Rapport technique 57-202-X, 2008. http://dsp-psd.pwgsc.gc.ca/Collection-R/Statcan/57-202-XIB/57-202-XIB-e.html. [Consulté le 10 mars 2010].

[97] EIA, "Utility, Non-Utility, and Combined Heat & Power Plant Database " *Form EIA-906, EIA-920, and EIA-923 Databases* pp., 2010. Disponible: http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/page/eia906_920.html. [Consulté le 12 avril 2010].

[98] M. B. Amor, P.-O. Pineau, C. Gaudreault, et R. Samson, "Electricity trade and GHG emissions: Assessment of Quebec's hydropower in the Northeastern American market (2006-2008)," *Energy Policy*, vol. 39, no. 3, pp. 1711-1721, 2011.

[99] Hydro-Quebec TransEnergie, "Path Diagram – Metered interchanges (MW)," *Hydro-Québec TransEnergie-OASIS*, pp., 2010. Disponible: www.transenergie.com/oasis/hqt/en/schemas.htmlx. [Consulté le 12 mars 2008].

[100] Environment Canada, "National Inventory Report 1990—2006: Greenhouse Gas Sources and Sinks in Canada–The Canadian Government's Submission to the UN Framework Convention on Climate Change," Greenhouse Gas Division., Gatineau, Qc, Rapport technique En81-4/2006E, 2008. www.ec.gc.ca/.../inventory_report/2006_report/tdm-toc_eng.cfm. [Consulté le 12 février 2010].

[101] Statistics Canada, "Report on Energy Supply and Demand in Canada 2006 " Minister of Industry, Ottawa, ON, Rapport technique 57-003-X, 2008. [Consulté le 10 mars 2010].

[102] Statistics Canada, "Report on Energy Supply and Demand in Canada 2007 " Minister of Industry, Ottawa, ON, Rapport technique 57-003-X, 2009. [Consulté le 10 mars 2010].

[103] Statistics Canada, "Report on Energy Supply and Demand in Canada 2008," Minister of Industry, Ottawa, ON, Rapport technique 57-003-X, 2010. [Consulté le 10 mars 2010].

[104] EIA, "Voluntary Reporting of Greenhouse Gases Program-Fuel Emission Factors," *Fuel and Energy Emission Factors*, pp., 2010. Disponible: http://www.eia.doe.gov/oiaf/1605/emission_factors.html. [Consulté le 10 septembre 2010].

[105] R. Dones, C. Bauer, R. Bolliger, B. Burger, M. Faist Emmenegger, R. Frischknecht, T. Heck, N. Jungbluth, A. Röder, et M. Tuchschmid, "Life Cycle Inventories of Energy Systems: Results for Current Systems in Switzerland and other UCTE Countries," Ecoinvent, Dübendorf,CH, Rapport technique ecoinvent report No. 5., 2007. www.ecoinvent.ch. [Consulté le 10 mars 2010].

[106] US EPA, "Clean Energy. eGRID model 2010 Version 1.0," *US EPA-Clean Energy-EGRID*, pp., 2011. Disponible: http://www.epa.gov/cleanenergy/energy-resources/egrid/index.html. [Consulté le 12 février 2011].

[107] IESO, ""Historical Data", Ontario Independent Electricity System Operator," pp., 2011. Disponible: http://www.ieso.ca/imoweb/marketData/marketData.asp. [Consulté le 10 avril 2011].

[108] NYISO, "Market & Operational Data – Load Data-Real Time," pp., 2011. Disponible: www.nyiso.com/public/markets_operations/market_data/load_data/index.jsp. [Consulté le le 10 mars 2011].

[109] New Brunswick System Operator, "Reports & Assessments-Historical System Information," pp., 2011. Disponible: http://www.nbso.ca/Public/en/op/market/data/reports/report_List.aspx. [Consulté le le 10 mars 2011].

[110] M. G. Lijesen, "The real-time price elasticity of electricity," *Energy Economics*, vol. 29, no. 2, pp. 249-258, 2007.

[111] EIA, "State Electricity Profiles 2009," U.S. Department of Energy, Washington, DC Rapport technique, 2011. http://www.mass.gov/dep/air/climate/gwsa_docs.htm#implement. [Consulté le 11 juin 2011].

[112] M. Pehnt, M. Oeser, et D. J. Swider, "Consequential environmental system analysis of expected offshore wind electricity production in Germany," *Energy*, vol. 33, no. 5, pp. 747-759, 2008.

[113] M. Lenzen et J. Munksgaard, "Energy and CO_2 life-cycle analyses of wind turbines-review and applications," *Renewable Energy*, vol. 26, no. 3, pp. 339-362, 2002.

[114] N. Jungbluth, C. Bauer, R. Dones, et R. Frischknecht, "Life cycle assessment for emerging technologies: Case studies for photovoltaic and wind power " *The International Journal of Life Cycle Assessment*, vol. 10 no. 1, pp. 24-34, 2005.

ANNEXE 1: ARTICLE 1-CAN DISTRIBUTED GENERATION OFFER SUBSTANTIAL BENEFITS IN A NORTHEASTERN AMERICAN CONTEXT? A CASE STUDY OF SMALL-SCALE RENEWABLE TECHNOLOGIES USING A LIFE CYCLE METHODOLOGY

Mourad Ben Amor [a] , Pascal Lesage [a,b], Pierre-Olivier Pineau[c] and Réjean Samson [a]

[a] CIRAIG, Department of Chemical Engineering, P.O. Box 6079, École Polytechnique de Montreal (Qc), Canada H3C 3A7

[b] Sylvatica, 7379 St-Hubert, Montreal (Qc), Canada H2R 2N4

[c] HEC Montreal, 3000, Chemin de la Côte-Sainte-Catherine, Montreal (Qc), Canada H3T 2A7

Keywords: Distributed generation; Grid-connected; Wind energy; Photovoltaic systems; Life cycle; Decision support.

Abstract

Renewable distributed electricity generation can play a significant role in meeting today's energy policy goals, such as reducing greenhouse gas emissions, improving energy security, while adding supply to meet increasing energy demand. However, the exact potential benefits are still a matter of debate. The objective of this study is to evaluate the life cycle implications (environmental, economic and energy) of distributed generation (DG) technologies. A complementary objective is to compare the life cycle implications of DG technologies with the

centralized electricity production representing the Northeastern American context. Environmental and energy implications are modeled according to the recommendations in the ISO 14040 standard and this, using different indicators: Human Health; Ecosystem Quality; Climate Change; Resources and Non-Renewable Energy Payback Ratio. Distinctly, economic implications are modeled using conventional life cycle costing. DG technologies include two types of grid-connected photovoltaic panels (3 kWp mono-crystalline and poly-crystalline) and three types of micro-wind turbines (1, 10 and 30 kW) modeled for average, below average and above average climatic conditions in the province of Quebec (Canada). A sensitivity analysis was also performed using different scenarios of centralized energy systems based on average and marginal (short- and long-term) technology approaches. Results show the following. First, climatic conditions (i.e., geographic location) have a significant effect on the results for the environmental, economic and energy indicators. More specifically, it was shown that the 30 kW micro-wind turbine is the best technology for above average conditions, while 3 kWp poly-crystalline photovoltaic panels are preferable for below average conditions. Second, the assessed DG technologies do not show benefits in comparison to the centralized Quebec grid mix (average technology approach).On the other hand, the 30 kW micro-wind turbine shows a potential benefit as long as the Northeastern American electricity market is considered (i.e., oil and coal centralized technologies are affected for the short- and long-term marginal scenarios, respectively). Photovoltaic panels could also become more competitive if the acquisition cost decreased. In conclusion, DG utilization will represent an improvement over centralized electricity production in a Northeastern American context, with respect to the environmental, energy and economic indicators assessed, and under the appropriate conditions discussed (i.e., geographical locations and affected centralized electricity production scenarios).

1. Introduction

Distributed generation from renewable technologies can play a significant role in meeting different energy policy goals, such as reducing greenhouse gas emissions, improving energy security, and adding supply to meet increasing energy demand [1–3]. These reasons explain why distributed generation is increasing in popularity [4] and has gained recent support such as the province of Quebec (Canada) [5].

Renewable energy production performances using small-scale technologies are still under continuous investigation [6]. Different impact categories have been studied, such as technico-economic impacts [7,8], global warming potential [9], land use [10] and cumulative energy demand [11]. However, only a few studies have combined all these different impacts through a life cycle perspective [6,12]. Furthermore, these identified studies focused on assessing ideal conditions and comparing small-scale renewable technologies to a high carbon centralized electricity production [4,7,13].One major drawback of this approach is the difficulty in generalizing the results, due to the specific setting used to assess distributed generation. Therefore, it is recommended to perform a sensitivity analysis using different centralized energy systems to provide a better picture of the potential benefits of distributed generation as an energy policy [14,15]. The goals of this paper are summarized as follows:

- The first one consists in assessing the life cycle performance of small-scale renewable technologies (i.e. less than 50 kW). More specifically, the assessment integrates the environmental, economic and energy life cycle impacts of five commonly used small scale systems: two types of grid-connected photovoltaic panels (3 kWp mono-crystalline and poly-crystalline system) and three types of micro-wind turbines (1 kW, 10 kW and 30 kW). Results were obtained for different climatic conditions prevailing in the province of Quebec (i.e. various levels of solar radiation and wind speed) to evaluate geographical dependencies;
- The second one consists of exploring the potential benefits and limitations of distributed generation in a Northeastern American context. A sensitivity analysis was performed characterizing different potentially affected centralized energy systems, based on average and marginal (short and long-term) values.

This article is structured as follows: Section 2 presents the small-scale renewable technology configurations and their energy output under different climatic conditions in the province of Quebec (Canada). Section 3 describes the proposed life cycle methodology and presents the results. Section 4 describes the possible affected centralized energy systems against which distributed generation can be assessed and presents the comparative results. All results are discussed in Section 5. Finally, Section 6 summarizes the conclusions drawn from the study.

2. Small-scale renewable technology configurations and energy analysis

This section presents the selected small-scale renewable systems and their energy output under different climatic conditions prevailing in the province of Quebec (Canada). Many configurations exist to produce renewable energy through small-scale grid-connected technologies. These configurations depend on many technical specifications such as photovoltaic panel types, micro-wind turbines power, inverter power and connection configurations. Keeping in mind the purpose of this study was not to assess all possible combinations, the most common configurations for a North American context were selected [16,17]. Table 1 shows the selected alternatives including their installation types.

Table 1: Overview of the selected small-scale renewable technologies (solar photovoltaic and wind).

Technology	Type of installation	Power rate	Life time (years)	Reference
Mono-crystalline (mc)	Mounted -Slanted roof	3 kWp	30	[17]
Poly-crystalline (pc)	Mounted -Slanted roof	3 kWp	30	[17]
Micro-wind	Guyed pipe tower (10 m)	1 kW	20	[18, 19]
	Lattice tower (30 m)	10 kW	20	[18, 19]
	Non-guyed tubular tower (22 m)	30 kW	20	[20]

Slanted roof mounting systems were selected because of the frequency of their installation [17]. Towers heights (10, 22 and 30 m) were chosen based on the power rate of the micro-wind turbines [16]. Essential components for the connection and the transmission of the produced energy, such as inverter (DC/AC) and electric cables, were also considered. The energy output of the micro-wind and photovoltaic systems was estimated via a data set of measured wind speeds and horizontal solar radiations (Table 2). These overall mean values were obtained using the long-term site averages for the province of Quebec [21]. Technical specifications of the selected small-scale systems were used to compute the final energy yield. Table.3 presents the annual energy output. The produced energy considers the performance of the inverter including all the necessarily connections and efficiencies (93.5% [17]) and the height of different wind towers (i.e. 10, 22 and 30 m). Table.3 shows that below average conditions, micro-wind capacity factor (CF)

ranges between 3.3 and 7.8%. This is consistent with other reported values [4]. For average and above average conditions, micro-wind CF values are similar to those obtained for a commercial wind farm [4]. The CF values for photovoltaic systems are also in agreement with typical values (Table.3) [1].

Table 2: Wind speeds and horizontal solar radiation ranges for the province of Quebec [21].

Parameters[a]	Conditions with respect to average		
	Below	Average	Above
Wind speed (m/s)	3.5	5.6	7
Horizontal solar radiations (kWh/m^2/year)	1,067	1,230	1,387

[a] Measured at 10 m (adjustments are made for towers of different heights).

Table 3: Annual energy output for the considered climatic conditions (W30: Micro-wind 30 kW, W10: Micro-wind 10 kW, W1: Micro-wind 1kW, PVm: 3kWp mono-crystalline, PVp: 3 kWp polycrystalline).

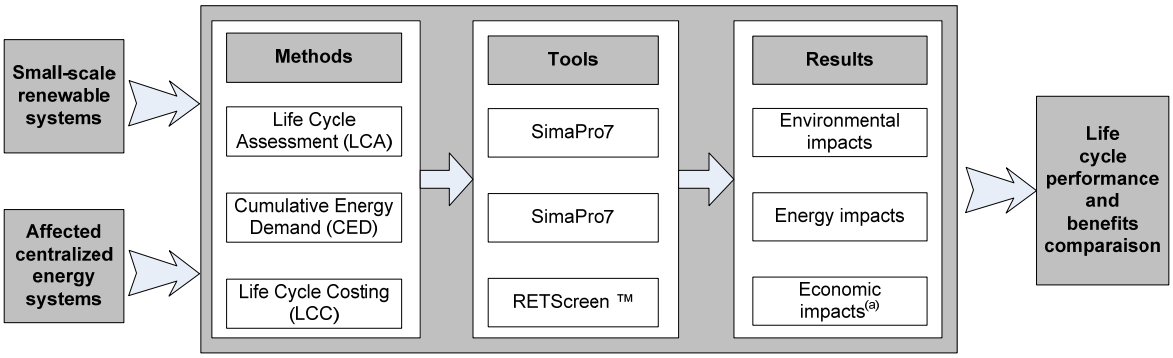
Technology	Power curve reference	Below		Average		Above	
		Output (kWh)	CF[a]	Output (kWh)	CF	Output (kWh)	CF
W30	[20]	8,760	3.3%	52560	20%	105,120	40 %
W10	[18]	6,865	7.8%	22756	26%	52,560	38.7%
W1	[18]	650	7.4%	2314.1	26.4%	8,760	40.6%
PVm	[17]	2,742[b]	10.4%	3153	12%	3,556	13.5%
PVp	[17]	2,742[b]	10.4%	3153	12%	3,556	13.5%

[a] CF: Capacity factor is the energy output as a percentage of the theoretical maximum rated output.

[b] 3kWp mono-crystalline (PVm) and 3kWp poly-crystalline (PVp) have the same produced energy. The performance is implicitly included in the amount of panel per Wp (i.e. 21.4 m² and 22.8 m² / 3kWp respectively [17]

3.Life cycle performance methodology and results

Fig. 1. presents the applied methodology to assess the life cycle performance of the selected systems. Sections 3.1 to 3.3 describe in more detail each method and provide the obtained results. Section 4 describes the methodology used to identify the affected centralized energy systems and presents the comparative results.



[a] Economic impacts of the affected centralized energy systems were obtained following a literature review.

Fig.1: Structure of the proposed methodology and interaction between the disciplines.

3.1 Life cycle assessment

Life cycle assessment (LCA) is a widely used and recognized tool for evaluating potential environmental impacts of a product or a service over its lifetime: from the extraction of resources to the end-of-life [1, 2, 22]. The LCA methodology of is standardized by the ISO 14040 [23] and the ISO 14044 [24]. The primary function of small-scale grid connected technologies is the production and the transmission of electricity to the centralized grid. The functional unit (FU) is to provide 1 kWh during the reference year 2009. The modeled system boundaries cover all the life cycle stages ranging from the extraction of resources to the end-of-life (i.e. cradle to grave).

The three micro-wind turbines differ according to the power rate (1, 10 and 30 kW) and the installation type (Table 1). The assumed lifetime of the moving and the fixed part are 20 and 40 years respectively. The list of materials for the micro-wind turbine were obtained from the manufacturer [25] and completed with the ecoinvent database [20]. The complete production process from material production to the final micro-wind system assembly is well described in the ecoinvent report [20]. It is assumed that all micro-wind turbines including all components were produced in the US [16] and shipped to the province of Quebec, for the installation stage. The average distance is assumed to be 1,500 km. The electric cables and inverters were also assumed to be produced in the US. As the assessed systems are considered new technologies, data on decommissioning are not available. Decommissioning activities are assumed to be the same as for the installation. Moreover, a lack of knowledge still concerns the end-of-life of the assessed systems. Neither environmental burdens nor credits have been considered for the metals

parts recycling stage. This approach is described in the ecoinvent report [17, 20]. The remaining part (i.e. not metallic) are assumed to be landfilled and their environmental burdens have been considered.

Inverter (DC/AC) and electric cables data were also obtained from the ecoinvent database [17]. Because of the absence of life cycle inventory data for commercially available 1 and 10 kW inverters, the ecoinvent data were scaled depending on the power rate. The electric cable data were also adapted following the tower height and scaled depending on the power rate of the assessed systems. For the scaling step, it was assumed that the list of materials was proportional to the power rate [26]. The considered lifetime of the inverters was 15 years. Thus, the needed inverters take into account the lifetime of the micro-wind and photovoltaic systems. Electric cable lifetime was considered to be equal to the lifetime of the assessed systems. Electric cable data do not represent a product average data, but rather an example of possible installation [17].

The two grid connected photovoltaic systems differ following the panel types (mono-crystalline and poly-crystalline). The two systems have the same power rate and the same mounting type (Table 1). The assumed lifetime for the two systems including their mounting systems is 30 years. The complete production process from silica extraction to the final panel assembly is well described in the ecoinvent report [17]. Silicon solar cells were assumed to be produced in Germany and shipped by boat to the US for the photovoltaic panel production stage. Photovoltaic installation distances and end-of-life assumptions are similar to those for the micro-wind life cycle. SimaPro v7.1 software [27] was used as it is widely employed by LCA practitioners. It contains several impact assessment methods. The IMPACT 2002+ impact method was selected to carry out this study because it allows for midpoint and endpoint modeling [28]. Fig. 2 and Fig. 3 present the environmental impact results (i.e. IMPACT 2002+ endpoint categories). The results are discussed in Section 5.1. As aquatic acidification and aquatic eutrophication impact categories are not integrated into an endpoint category [28], Appendix A provides IMPACT 2002+ midpoint category results (Table 9).

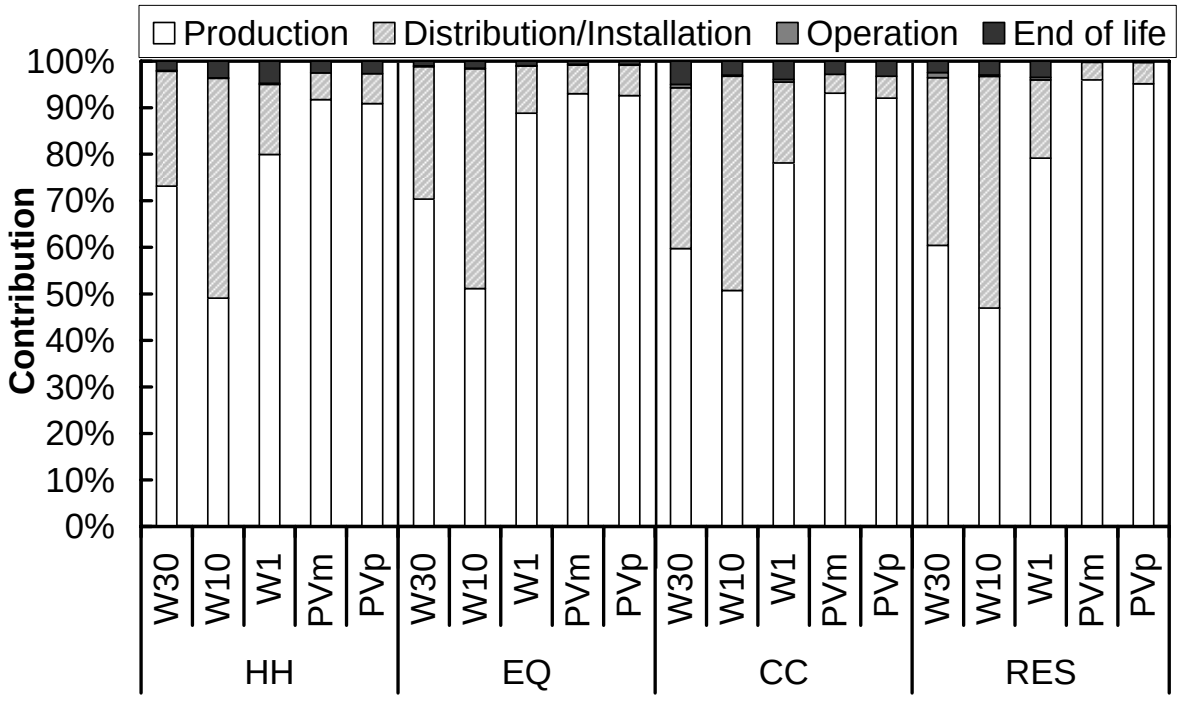


Fig. 2.: Contribution analysis of LCA results by main stages (W30: Micro-wind 30 kW, W10: Micro-wind 10 kW, W1: Micro-wind 1kW, PVm: 3kWp mono-crystalline, PVp: 3 kWp polycrystalline, IMPACT 2002+ endpoint categories HH: Human Health, EQ: Ecosystem Quality, CC: Climate Change, RES: Resources).

3.2 Cumulative energy demand and life cycle costing

The cumulative energy demand (CED) is the amount of primary energy consumed during the life cycle of a product or a service [29, 30]. The CED system boundaries are similar to those of the LCA (i.e. from extraction of resources to the end-of-life). Various CED impact assessment methods exist. They vary according to primary energy classification. CED Impact method v1.05 described by ecoinvent was selected [31]. SimaPro v7.1 software was also used for the modeling step [27].

Even if the CED has been developed to simplify the LCA model [29], its simultaneous application is advisable as long as energy assessment is concerned. Indeed, LCA does not include an important indicator used in technical assessment of renewable technologies: the Energy Payback Ratio (EPR) [32, 33]. The EPR is used as a performance indicator comparing the CED to the final energy produced. The latter depends on the technical specifications and configurations of the investigated technologies (Section 2). The Non-Renewable Energy Payback

Ratio (NR-EPR) can also be used as a performance indicator, as it compares the cumulative non-renewable energy demand with the produced energy. This comparison is relevant for the assessment of renewable energy. Therefore, the NR-EPR is used to assess the studied systems. The results are presented in Fig. 3 and discussed in Section 5.1.

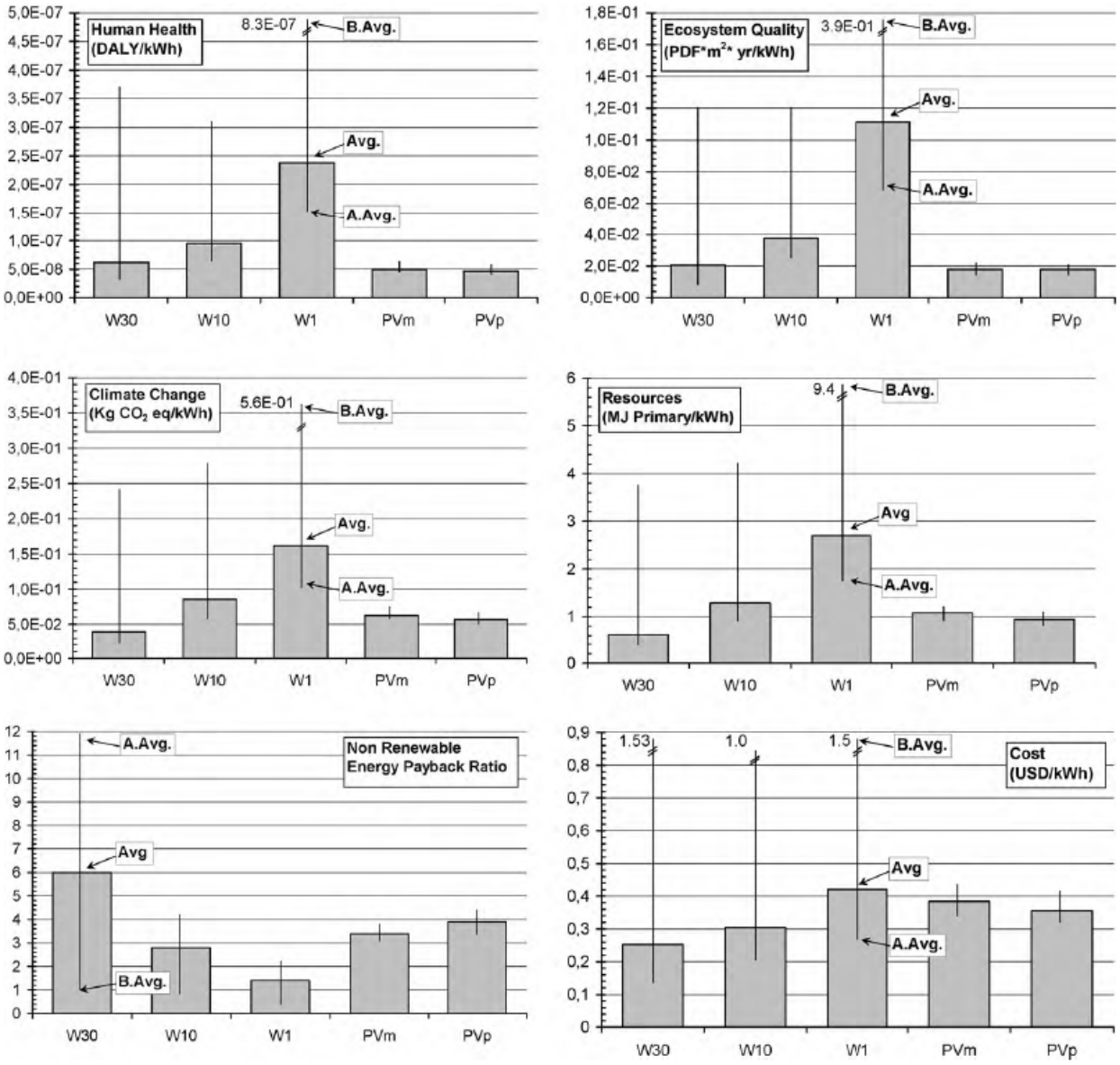


Fig. 3.: Geographical dependence of the life cycle results (B.Avg.: below average; Avg.: average condition, A.Avg.: above average; W30: Micro-wind 30 kW, W10: Micro-wind 10 kW, W1: Micro-wind 1kW, PVm: 3kWp mono-crystalline, PVp: 3 kWp polycrystalline).

Besides environmental and energy assessments, the investigated systems are also compared using life cycle costing (LCC) methodology. As the results are used in parallel to environmental ones (i.e. LCA), there is no need to internalize the environmental impacts for the LCC modeling. Therefore, to avoid double counting, applying conventional LCC is justified [34]. As a basis for calculation, the economic impacts were scaled to the FU in LCA terms. Required data were obtained from the main manufacturers serving the subject area [18, 35]. Some data were difficult to obtain as manufacturers are not always concerned by the whole life cycle process (e.g. do not necessarily install them and did not have full control of the final cost to the consumer). RETScreen user manual recommendations was used to fill data gaps especially for the installation, operation and end-of-life stages [21]. It was assumed that all production costs already accounted for transportation costs. In addition, as the end-of-life cost for small-scale systems was difficult to obtain, it was assumed that the decommissioning cost was equal to the installation cost and the landfilling cost. According to the LCA end-of-life assumptions (Section 3.1), the landfilling cost was estimated using the landfilled materials list (i.e. not metallic parts). Parameters of inflation, discount, and year of purchase were also considered in order to take into account the 'time value of money'. For these calculations, a discount rate of 6% was used and the inflation was approximated at 2% based on RETScreen user manual recommendations. The conventional LCC was computed using RETScreen software [21]. Table 4 summarizes the obtained life cycle cost inventory. The economic results are presented in Fig. 3 and discussed in Section 5.1.

Table 4: Structure of the life cycle costs inventory[a] (W30: Micro-wind 30 kW, W10: Micro-wind 10 kW, W1: Micro-wind 1kW, PVm: 3kWp mono-crystalline, PVp: 3 kWp polycrystalline).

Systems	Production		Installation		Operation		End-of-life	
	Cost USD	%	Cost USD	%	Cost USD	%	Cost USD	%
W30	94,486	58	32,771	20	12,746	8	22,935	14
W10	47,900	62	13,629	18	5,522	7	10,418	13
W1	7,414	67	1,803	16	639	6	1,280	11
PVm	11,338	76	2,288	15	0	0	1,263	8
PVp	10,420	76	2,063	15	0	0	1,139	8

[a] The life cycle inventory results were not normalized to the final energy produced.

3.3 Life cycle performance

Trade-offs are easier to make when several life cycle aspects are assessed separately. This section aims at comparing the studied systems to reduce their environmental and economic impacts while reaching a good energy performance. Table 5 provides the performing distributed generation alternatives considering the assessed climatic conditions. Section 5.1 discusses the presented results and explains the dominance of micro-wind 30 kW and 3kWp poly-crystalline on the studied systems.

Table 5: Alternative selection and geographical dependence (W30: Micro-wind 30kW; PVp: 3kWp Poly-crystalline; B.Avg.: below average; Avg.: average condition, A.Avg.: above average; HH: Human Health; EQ: Ecosystem Quality; CC: Climate Change; RES: Resources; NR-EPR: Non-Renewable Energy Payback Ratio).

		Wind speed conditions											
		B.Avg.	Avg.	A.Avg	B.Avg.	Avg.	A.Avg	B.Avg.	Avg.	A.Avg	B.Avg.	Avg.	A.Avg
		HH &EQ			CC &RES			NR-EPR			Cost		
Solar radiation conditions	B.Avg.	PVp	PVp	W30	PVp	W30	W30	PVp	W30	W30	PVp	W30	W30
	Avg.	PVp	PVp	W30	PVp	W30	W30	PVp	W30	W30	PVp	W30	W30
	A.Avg.	PVp	PVp	W30	PVp	W30	W30	PVp	W30	W30	PVp	W30	W30

4. Centralized energy production comparison and results

The comparison between centralized energy production systems and distributed generation systems is a relevant step as it provides a better picture of distributed generation potential benefits for the Northeastern American context. Based on a recent LCA practitioner exchange [36], many comparison avenues are suggested, any of which can be assumed as correct. Indeed, practices helping to identify the possible affected conventional centralized energy production system remain to be improved [15]. There are two general approaches: the average approach, typically used in attributional LCA, and the marginal approach used in consequential LCA [15]. Sections 4.1 and 4.2 describe the average and the marginal approaches, respectively, while Section 4.3 presents the sensitivity analysis and the comparative results. All the results are discussed in Section 5.2.

4.1 Average approach

The average approach is based on the assumption that an increase in electricity supply from an alternative source on the grid will result in a drop in production from the centralized plants proportionally to their time-averaged contribution to the grid. The average approach could entail the use of the national or regional average data for the electricity production [14]. As the considered small-scale renewable technologies are in the Quebec province (Canada), a first option is to consider the Quebec centralized energy mix. Table 6 presents the power plants of the Quebec grid mix [37]. The average production cost is 0.049USD/ kWh[15] [38]. This cost does not include the end-of-life cost. Since taking end-of-life costs into account would increase the final cost, the presented cost is considered coherent with the conservative approach. The national average could also consider the Canadian or the North American grid mixes instead. However, with a small net electricity importer or a net electricity exporter, it is more accurate to consider the regional average approach [39]. The province of Quebec is classified as a net electricity exporter [40].

Table 6: Regional average data for the Quebec grid mix (production and import) [37].

Electrical generation plants	%
Coal	0.7
Oil	0.3
Natural gas	0.5
Nuclear	3.2
Hydropower	95.1
Wind power	0.2

The comparative results are presented in Section 4.3 and discussed in Section 5.2. Appendix A presents the life cycle performance of the Quebec grid mix based on generic data from the ecoinvent database.

[15] Note that the current electricity acquisition cost in Quebec is 0.05 $CDN/kWh (i.e.0.049 USD with 2009 currency 1CAD=0.975 USD). A conservative approach was considered since the marginal cost of electricity in Quebec is 0.097 USD (0.10 $CDN/kWh).

4.2 Marginal approach

The average approach is considered as ideal but less realistic [4, 7, 13]. First, the centralized energy systems productions are not static as they respond to a variable energy demand. Second, renewable energy production systems are intermittent, and the exported energy to the grid varies in time. Therefore, a marginal approach is justified as it provides a better estimate of the actual consequences of using distributed generation (i.e. increase in electricity supply from an alternative source) [15].

The affected technologies (i.e. marginal) are here defined as the centralized energy systems affected by the small changes due to the energy supplied by small-scale renewable technologies. As the assessed systems lifetime is at least 20 years (Table 1), it is suggested to characterize the affected technologies over a short and long-term period. A step-wise procedure proposed by Weidema (2003) was used in order to identify the affected technologies [41]. The procedure consists of determining the scale and time horizon of the studied change, the market delimitation and trend, the production constraints (i.e. technical, natural, political, market related) and the technologies most sensitive to change. The logic is described in the following sections.

4.2.1 Short-term marginal approach

The short-term affected technology (i.e. the short-term marginal technology) is defined as an existing technology changing its output due to small changes in electricity supply [41]. Before identifying the affected technologies, it is important to describe the situation in which change in electricity supply occurs. In case of a small increase in Quebec electricity consumption (e.g. for hot summer afternoons or cold winter days), the available power plant that will be used to produce this small amount of additional electricity is likely to be the oil power plant [42]. This is because, in practice, hydropower is limited to its present electricity production. As the increased demand for electricity cannot be covered by hydropower, it causes an increase in production from oil power plants. Then, we can assume that the energy supplied by small-scale renewable technologies will be able to cover at least a part of the increased Quebec electricity demand. The oil power plant will then change its output and could be identified as the affected technology.

As the energy supplied by small-scale renewable systems also occurs during non-peak consumption periods, the oil power plant is not the only affected centralized energy system. Hydropower will not change its output due to the small increase of electricity supply. In fact, hydropower is generally utilized to its maximum because of its very low production cost [43].Therefore, more electricity will be available for export to the bordering market [40]. It was assumed that the most affected markets to a small change in electricity supply are those receiving a high percentage of total Quebec electricity exports which current trends [40] identify as New Brunswick (NB) and New York (NY) (95 % of total Quebec exports to the US Northeast[44]). Appendix A (Fig.4.) shows the current and forecasted trends in Quebec electricity exports [40].

Before identifying the affected technologies in the identified markets, it is important to respectively describe their electricity situation. In case of a small increase in NB electricity consumption, the actual NB power plant that will be used to produce this additional electricity is also an oil power plant [45]. Therefore, as previously described, the energy supplied by small-scale renewable technologies will be able to cover at least a part of the increased NB electricity demand. The NB oil power plant will then change its output and could also be identified as the affected technology. Similar logic can be applied to the NY electricity market. In case of a small increase in NY electricity consumption, the actual power plants that will be used to produce this additional electricity are likely to be first the natural gas and second the oil power plant [46]. Therefore, the natural gas and oil power plant will change their output due to small changes in electricity supply and then could be identified as the affected technologies. The costs of the electricity produced by natural gas combustion turbines and oil are 0.08 and 0.14 USD/ kWh[16] respectively [47].

4.2.2 Long-term marginal approach

The long-term affected technology (i.e. the long-term marginal technology) is defined as the technology installed or dismantled due to expected long-term changes in electricity supply [41]. The production volume and forecasts of the electricity demand do not suggest any decrease in the coming years, neither in the Quebec province, nor in any bordering markets [40, 48]. In case of

[16] All costs are stated in 2005 Canadian dollars. Conversion to US currency was made at a rate of 80 cents per Canadian dollar. A discount rate of 6% was also applied.

an increasing market, the affected technologies are those most likely to be installed (i.e. the unconstrained technologies with the lowest long-term production cost [41]).

In the province of Quebec, the technologies which have the potential to be the affected electricity sources by fulfilling the condition of being unconstrained are wind and hydropower [40]. These technologies should fulfill the long-term electricity demand increase. Therefore, in case of a small change in electricity supply due to the energy produced by small-scale renewable technology production, less hydro or wind Quebec electricity will be needed to make up for the increase: In other words, they represent the affected technologies. The technologies involved for large-scale electricity production are presented in Appendix A (Fig. 5).

The logic is similar for the bordering markets. Once again, it was assumed that the most affected markets by a small change in electricity supply are those receiving the higher percentage of total Quebec electricity exports. Referring to the forecasted share of total Quebec electricity exports [40], the US Northeast market is the one suspected to import a high percentage of the total long-term Quebec electricity exports. No information was available as to whether the New York market will remain the most sensitive. As for the long-term US electricity generation capacity additions by fuel types [48], the technologies which have the potential to be affected by fulfilling the condition of being unconstrained to the long-term increase of electricity demand are natural gas combustion turbines and coal. Therefore, in the case of small-scale renewable technology production, the energy supplied will be able to make up for the increase in electricity demand. Hence, less coal or natural gas electricity will be needed to compensate for the increase: In other words, coal and natural gas become the affected technology.

Uncertainty can arise from political constraints (i.e. future limits on GHG emissions) which could reduce the competiveness of coal [48]. The forecasted costs of the electricity produced by hydro, wind and coal power plant are 0.1 USD/kWh while the forecasted costs of the electricity produced by natural gas combustion turbines is 0.08 USD/kWh [48]. The results of the step-wise procedure are summarized in Table 7. Section 4.3 presents the benefit analysis and the comparative results. As previously mentioned, all the results are discussed in Section 5.2. Appendix A (Table 11) presents the life cycle performance of the affected systems based on generic data from the ecoinvent database.

Table 7: Five-step procedure results for the Northeastern American electricity market.

Proposed steps		Reference
Scale and time horizon of the studied change	Short to long	-
Market delimitation	Quebec, bordering provinces (New Brunswick and Ontario) and U.S. North-east	[40, 44, 49]
Market trend	Energy demand increasing	[40, 48]
Production constraints (Technical, Natural, Political, Market-related)	Political: cap of CO_2 emissions could render the increase in natural gas and other fossil sources capacity more difficult– not considered in this study	[50]
Technologies most sensitive to change	*Short-term:* -Oil (QC[a], US and NB) -Natural gas (US)	[42, 45, 46]
	Long-term: -Wind Power (QC) -Hydropower (QC) -Natural gas (US) -Coal (US)	[40, 48]

4.3 Benefit analysis and comparative results

This sections highlights when distributed generation can improve the life cycle performance of electricity production in a Northeastern American context. To do so, the affected centralized energy systems were compared to the selected small-scale renewable technologies. Thus, the centralized energy systems impacts were subtracted by those of the selected systems. The lower limit was defined by the most suitable technologies for the below average conditions (i.e. 3kWp poly-crystalline) while the upper limit was determined using the most appropriate technologies for the above average conditions (i.e. micro-wind 30kW). It is noteworthy to mention that for average conditions, the system's selection depends on the decision maker preferences. However, the presented range itself remains the same from one decision-maker to another. When negative values are shown, no potential benefits are achieved, while positive values indicate an improvement over the affected system. Table 8 shows the benefit analysis results.

Table 8: Sensitivity analysis of distributed generation benefits (HH: Human Health; EQ: Ecosystem Quality; CC: Climate Change; RES: Resources; NR-EPR: Non-Renewable Energy Payback Ratio).

Approach	Affected systems	Selected systems	HH	EQ	CC	RES	NR-EPR	Cost [a]
			DALY	PDF*m^2*yr	kg $CO_{2\ eq}$	MJ primary	-	USD
Average	Quebec grid mix	PVp@B.Avg[f]	-2.21E-08	6.65E-02	-2.93E-02	-3.55E-01	-2	-0.36
		W30@A.Avg[g]	6.92E-10	7.67E-02	1.62E-02	4.21E-01	7	-0.08
Short-term marginal	Oil[b]	PVp@B.Avg.	3.2E-07	7.4E-02	1.0E+00	1.5E+01	3	-0.27
		W30@A.Avg.	3.4E-07	8.4E-02	1.1E+00	1.6E+01	12	0.01
	Natural gas[c]	PVp@B.Avg.	-1.31E-08	-1.32E-02	1.75E-01	3.32E+00	3	-0.33
		W30@A.Avg.	9.69E-09	-3.01E-03	2.20E-01	4.09E+00	12	-0.05
Long-term marginal	Wind power[d]	PVp@B.Avg.	-3.81E-08	-1.45E-02	-5.33E-02	-8.95E-01	-16	-0.31
		W30@A.Avg.	-1.53E-08	-4.31E-03	-7.84E-03	-1.19E-01	-8	-0.03
	Hydropower[d]	PVp@B.Avg	-5.01E-08	-1.98E-02	-6.06E-02	-1.04E+00	-71	-0.31
		W30@A.Avg.	-2.73E-08	-9.64E-03	-1.51E-02	-2.60E-01	-62	-0.03
	Coal[e]	PVp@B.Avg.	1.66E-07	-4.58E-04	3.05E-01	3.42E+00	3	-0.31
		W30@A.Avg.	1.89E-07	9.69E-03	3.50E-01	4.19E+00	12	-0.03
	Natural gas[e]	PVp@B.Avg.	-1.31E-08	-1.32E-02	1.75E-01	3.32E+00	3	-0.33
		W30@A.Avg.	9.69E-09	-3.01E-03	2.20E-01	4.09E+00	12	-0.05

[a] Excludes end-of-life cost (conservative approach is considered);
[b] Represents the Quebec, New Brunswick and New York short-term affected technology;
[c] Represents the New York short-term affected technology;
[d] Represents the Quebec long-term affected technologies;
[e] Represents the US long-term affected technology.
[f] 3kWp poly-crystalline for below average condition is the best technology (i.e. pessimistic scenario).
[g] Micro-wind 30 kW for above average condition is the best technology (i.e. optimistic scenario)

5. Discussion

5.1. Life cycle performance

This section discusses the obtained life cycle results (Sections 3.1 and 3.2). Fig. 2 shows the important contribution of the production phase for the small-scale renewable technologies. In fact, the contribution range is 50% to 95 % depending on the environmental impact indicator (i.e. Human Health, Ecosystem Quality, Climate Change and Resources). The analysis of these percentages shows that material use dominates most environmental impacts [33]. The distribution and installation impacts contribution of micro-wind turbines is also significant as their percentage

range from 45 to 15 %. This is mainly due to the transportation phase to the installation site [11]. As described in Section 3.1, the transport average distance between the US manufacturer and the installation site (i.e. The province of Quebec) was estimated at 1,500 km.

Fig.3. shows that regardless of the environmental impact category, micro-wind turbines ranking remains the same. The same is true for the aquatic acidification and aquatic eutrophication impact categories which are not integrated as an endpoint category (Appendix A). A scaling down effect explains the dominance of micro-wind 30 kW on the assessed micro-wind systems. This effect is explained with an increase in impact results and a decrease in produced energy [11]. In a less pronounced way, a dominance of poly-crystalline photovoltaic system is also observed on the assessed photovoltaic systems. A maximum difference of 25% can be observed between the mono-crystalline and poly-crystalline photovoltaic systems due to the small difference in produced energy between the two types of panel [1, 33]. The highest contribution of environmental impacts is due to the respiratory effects caused by air emissions and the use of fossil energy resources [33].

In addition, Fig. 3. shows that the NR-EPR range is 0.4 to 11.9 for micro-wind and 3 to 4.4 for the photovoltaic system. These results show that investigated technologies have a good energy performance and that overall, micro-wind turbines could present a better efficiency [51]. However, for below average conditions, micro-wind turbines are energy intensive (i.e. NR-EPR values below 1). This clearly illustrates the technical feasibility limitations [4]. Therefore, the average wind speed for the selected sites should not be below 5.6 m/s. Finally, the scaling down effect still applies even for the energy aspect.

Table 4 provides the cost contribution of the investigated life cycle stages. It is interesting to note that the production stage of the studied systems remains dominant. Indeed, its contribution varies from 58% for micro-wind turbines to 76 % for photovoltaic systems. This is explained by the high acquisition cost of the small-scale renewable systems [51, 52]. Installation cost contribution remains second but does not exceed 20 %. Once again, a scaling down effect can also be observed for the economic analysis (Fig. 3). This is also explained by the low energy produced in comparison to the higher final cost.

Table 5 presents the most favorable alternatives from an economic, environmental and energy standpoint (Section 3.3). For above average conditions, micro-wind 30kW shows a win-win situation for the life cycle performance results. On the other hand, 3kWp poly-crystalline is the most promising alternative for below average conditions. These results clearly indicate that the life cycle system performances are very sensitive to climatic conditions (i.e. geographic location). As presented in Table 5, for the different scenarios selection, the life cycle impact results per kWh ranges are as follows: Human Health: 3.1E-08 to 5.4E-08 DALY; Ecosystem Quality: 1E-02 to 2E-02 PDF*m^2*yr; Climate Change: 2E-02 to 6.5E-02 kg CO_2 eq; Resources: 3.1E-01 to 1.1 MJ primary; NR-EPR: 11.9 to 3.4; Energy Cost: 0.13-0.41 USD. The upper limit was determined by the most suitable technologies for the above average conditions (i.e. micro-wind 30kW) and the lower limit was defined by the most promising technologies for the below average conditions (i.e. 3kWp poly-crystalline). Table 5 does not present the remaining systems (i.e. micro-wind 10kW, micro-wind 1kW and 3kWp mono-crystalline) because of their low life cycle performance in comparison to the selected systems (i.e. material and energy inputs intensities in comparison to their produced energy). Also, as previously mentioned, for average conditions, the system's selection depends on the decision maker preferences. However, the presented range itself remains the same from one decision-maker to another.

5.2 Potential benefits of distributed generation as an energy policy

One of the main applications of this study's results is to inform different stakeholders of the potential benefits and limitations of distributed generation to achieve today's energy policy goals. To meet this objective, the selected small-scale technologies, presented in Section 3.3, were compared to the affected centralized energy systems (Sections 4.1 and 4.2). Table 8 shows the benefit analysis results. The following observations can be highlighted.

First, electricity production potential from small-scale renewable technologies doesn't show a potential benefit in comparison to the centralized Quebec grid mix due to the high percentage of hydropower energy system. Therefore, the specificities of the Quebec electricity mix make it difficult to justify renewable distributed generation [38]. However, referring to the scaling down effect, it can be observed, following an average approach, that producing renewable energy using wind turbines with a power rate higher than 30 kW could present interesting benefits even if it displaces electricity produced with a high percentage of hydropower. Second, renewable

production using distributed generation, and more precisely micro-wind 30 kW, shows a potential benefit when oil centralized power system is affected (i.e. short-term marginal technology). Photovoltaic systems could also become a competitive alternative in case of a decrease in acquisition cost [53]. The third observation concerns the long-term perspective. Table 8 shows that using distributed generation, and more precisely micro-wind 30 kW, could improve the life cycle performance of electricity production only if it has the potential to substitute coal energy production. Once again, photovoltaic systems could also become a competitive long-term alternative as acquisition cost is expected to decrease [53].

Even if the simultaneous use of different life cycle methods is often suggested [54], a conservative approach was applied in this paper mainly because of a lack of data. Therefore, improvements could be performed. For example, to remain consistent [34], it is recommended to include the end-of-life cost of the affected centralized energy system as all the assessment was performed on a cradle to grave basis. As distributed energy is close to the consumer, the transportation cost would be reduced. Thus, its inclusion in the final cost is also recommended. Hence, it is expected that the economic impact of the affected centralized energy systems should be higher than those presented. From an environmental point of view, the recycling processes during the end-of-life stage were not integrated in the assessed systems' boundaries. Their integration could decrease the environmental impacts for the small-scale renewable systems. In addition, the electricity transportation network between the centralized energy systems and the final user were not taken into account. Therefore, actual environmental impacts for the affected centralized energy systems are expected to be higher.

6. Conclusions

It can be stated that distributed generation can have the potential to improve the life cycle performance of electricity production in a Northeastern American context. However, this will depend on both the geographical locations of the small-scale renewable technologies and on the affected centralized electricity production. First, it has been shown that the life cycle system performances are very sensitive to climatic conditions (i.e. geographic location): micro-wind 30 kW was selected for above average condition while 3 kWp poly-crystalline was selected for below average condition. Second, production potential using distributed generation does not show a potential benefit in comparison to the centralized Quebec grid mix (i.e. average scenario).

However, and this is the third main result, the assessed technologies, and more precisely micro-wind 30 kW, show potential benefits as long as oil and coal centralized technologies are affected (i.e. short and long-term marginal scenarios, respectively). Photovoltaic systems could also become competitive if their acquisition cost decreases. These results are the key to assess the extent to which distributed generation can reduce the use of the centralized electricity production. The present study does not provide hourly or seasonal energy production. Changes in time for the renewable energy production are fundamental and ignoring these could reduce the relevance of the study results. This is also the case for the affected centralized power systems as they can change at least twice a day. Future work will include an in-depth analysis of the actual displaced electricity production considering its dynamic patterns.

Acknowledgement

The authors would like to acknowledge the financial support of the industrial partners of the International Chair in Life Cycle Assessment (a research unit of the CIRAIG).

Appendix A

Table 9. Geographical dependence of the life cycle environmental impacts (IMPACT 2002+ midpoint categories; B.Avg.: below average; Avg.: average condition, A.Avg.: above average).

Impact category	Unit	Micro-wind 30 kW			Micro-wind 10 kW			Micro-wind 1 kW		
		B.Avg.	Avg.	A.Avg.	B.Avg.	Avg.	A.Avg.	B.Avg.	Avg.	A.Avg.
Carcinogens	kg C_2H_3Cl eq	1.2E-02	1.9E-03	9.7E-04	5.2E-03	1.6E-03	1.1E-03	2.0E-02	5.7E-03	3.7E-03
Non-carcinogens	kg C_2H_3Cl eq	3.5E-02	5.8E-03	2.9E-03	8.6E-03	2.6E-03	1.8E-03	3.9E-02	1.1E-02	7.1E-03
Respiratory inorganics	kg $PM_{2.5}$ eq	3.5E-04	5.8E-05	2.9E-05	3.9E-04	1.2E-04	8.0E-05	9.5E-04	2.7E-04	1.7E-04
Ionizing radiation	Bq C-14 eq	2.0E+00	3.2E-01	1.6E-01	1.9E+00	5.8E-01	3.9E-01	7.6E+00	2.2E+00	1.4E+00
Ozone layer depletion	kg CFC-11 eq	2.3E-08	3.9E-09	1.9E-09	3.2E-08	9.9E-09	6.7E-09	4.8E-08	1.4E-08	8.8E-09
Respiratory organics	kg C_2H_4 eq	1.4E-04	2.4E-05	1.2E-05	1.9E-04	5.9E-05	4.0E-05	3.6E-04	1.0E-04	6.5E-05
Aquatic ecotoxicity	kg TEG water	2.8E+01	4.6E+00	2.3E+00	2.8E+01	8.4E+00	5.7E+00	1.1E+02	3.2E+01	2.1E+01
Terrestrial ecotoxicity	kg TEG soil	1.4E+01	2.3E+00	1.2E+00	1.3E+01	4.1E+00	2.8E+00	4.5E+01	1.3E+01	8.3E+00
Terrestrial acid/nutri	kg SO_2 eq	7.7E-03	1.3E-03	6.4E-04	1.0E-02	3.2E-03	2.1E-03	1.7E-02	5.0E-03	3.2E-03
Land occupation	m^2org.arable	2.3E-03	3.8E-04	1.9E-04	5.1E-03	1.5E-03	1.0E-03	6.5E-03	1.9E-03	1.2E-03
Aquatic acidification	kg SO_2 eq	1.5E-03	2.4E-04	1.2E-04	1.7E-03	5.3E-04	3.6E-04	4.1E-03	1.2E-03	7.4E-04
Aquatic eutrophication	kg PO_4 P-lim	9.0E-06	1.5E-06	7.5E-07	1.3E-05	3.9E-06	2.6E-06	2.3E-05	6.7E-06	4.2E-06
Global warming	kg CO_2 eq	2.4E-01	4.0E-02	2.0E-02	2.8E-01	8.6E-02	5.8E-02	5.6E-01	1.6E-01	1.0E-01
Non-renewable energy	MJ primary	3.7E+00	6.1E-01	3.0E-01	4.2E+00	1.3E+00	8.7E-01	9.2E+00	2.6E+00	1.7E+00
Mineral extraction	MJ surplus	6.2E-02	1.0E-02	5.2E-03	3.0E-02	8.9E-03	6.1E-03	2.3E-01	6.6E-02	4.2E-02

Table 9. (Cont'd). Geographical dependence of the life cycle environmental impacts (IMPACT 2002+ midpoint categories; B.Avg.: below average; Avg.: average condition, A.Avg.: above average).

Impact category	Unit	3 kWp Mono-crystalline			3 kWp Poly-crystalline		
		B.Avg.	Avg.	A.Avg.	B.Avg.	Avg.	A.Avg.
Carcinogens	kg C_2H_3Cl eq	1.5E-03	1.3E-03	1.1E-03	1.5E-03	1.3E-03	1.2E-03
Non-carcinogens	kg C_2H_3Cl eq	3.3E-03	2.9E-03	2.5E-03	3.3E-03	2.8E-03	2.5E-03
Respiratory inorganics	kg $PM_{2.5}$ eq	6.2E-05	5.4E-05	4.8E-05	5.8E-05	5.0E-05	4.4E-05
Ionizing radiation	Bq C-14 eq	2.4E+00	2.1E+00	1.9E+00	1.6E+00	1.4E+00	1.3E+00
Ozone layer depletion	kg CFC-11 eq	1.4E-08	1.2E-08	1.1E-08	1.4E-08	1.2E-08	1.1E-08
Respiratory organics	kg C_2H_4 eq	5.1E-05	4.4E-05	3.9E-05	5.3E-05	4.6E-05	4.1E-05
Aquatic ecotoxicity	kg TEG water	9.6E+00	8.3E+00	7.4E+00	9.3E+00	8.1E+00	7.1E+00
Terrestrial ecotoxicity	kg TEG soil	2.3E+00	2.0E+00	1.8E+00	2.3E+00	2.0E+00	1.8E+00
Terrestrial acid/nutri	kg SO_2 eq	1.3E-03	1.1E-03	9.8E-04	1.2E-03	1.0E-03	9.3E-04
Land occupation	m^2org.arable	5.6E-04	4.9E-04	4.3E-04	5.7E-04	4.9E-04	4.4E-04
Aquatic acidification	kg SO_2 eq	3.5E-04	3.1E-04	2.7E-04	3.2E-04	2.8E-04	2.5E-04
Aquatic eutrophication	kg PO_4 P-lim	6.1E-06	5.3E-06	4.7E-06	5.5E-06	4.8E-06	4.2E-06
Global warming	kg CO_2 eq	7.2E-02	6.3E-02	5.6E-02	6.5E-02	5.7E-02	5.0E-02
Non-renewable energy	MJ primary	1.2E+00	1.1E+00	9.5E-01	1.1E+00	9.4E-01	8.3E-01
Mineral extraction	MJ surplus	5.2E-03	4.5E-03	4.0E-03	5.4E-03	4.7E-03	4.1E-03

Table 10. Geographical dependence of the life cycle system performances (B.Avg.: below average; Avg.: average condition, A.Avg.: above average).

Systems	Conditions	Environmental performance (Damage category)				Energy performance	Economic Performance
		Human health	Ecosystem quality	Climate change	Resources	NR-EPR	Cost
		DALY	PDF*m^2*yr	kg CO_2 eq	MJ primary	-	USD
Micro-wind 30 kW	B.Avg.	3.7E-07	1.2E-01	2.4E-01	3.7E+00	1	1.53
	Avg.	6.2E-08	2.1E-02	4.0E-02	6.2E-01	6	0.25
	A.Avg.	3.1E-08	1.0E-02	2.0E-02	3.1E-01	11.9	0.13
Micro-wind 10 kW	B.Avg.	3.1E-07	1.2E-01	2.8E-01	4.2E+00	0.9	1.01
	Avg.	9.5E-08	3.8E-02	8.6E-02	1.3E+00	2.8	0.30
	A.Avg.	6.4E-08	2.6E-02	5.8E-02	8.7E-01	4.2	0.20
Micro-wind 1 kW	B.Avg.	8.3E-07	3.9E-01	5.6E-01	9.4E+00	0.4	1.50
	Avg.	2.4E-07	1.1E-01	1.6E-01	2.7E+00	1.4	0.42
	A.Avg.	1.5E-07	7.1E-02	1.0E-01	1.7E+00	2.2	0.27
3 kWp Mono-crystalline	B.Avg.	5.7E-08	2.1E-02	7.2E-02	1.2E+00	3	0.44
	Avg.	5.0E-08	1.8E-02	6.3E-02	1.1E+00	3.4	0.38
	A.Avg.	4.4E-08	1.6E-02	5.6E-02	9.6E-01	3.8	0.34
3 kWp Poly-crystalline	B.Avg.	5.4E-08	2.0E-02	6.5E-02	1.1E+00	3.4	0.41
	Avg.	4.7E-08	1.8E-02	5.7E-02	9.4E-01	3.9	0.36
	A.Avg.	4.2E-08	1.6E-02	5.0E-02	8.4E-01	4.4	0.32

Table 11. Affected systems life cycle performance (HH: Human Health; EQ: Ecosystem Quality; CC: Climate Change; RES: Resources; NR-EPR: Non-Renewable Energy Payback Ratio).

Approach	Scenario	Affected systems	HH	EQ	CC	RES	NR-EPR	Cost [a]
			DALY	PDF*m^2*yr	kg $CO_{2\ eq}$	MJ primary	-	USD
Average	1	Quebec grid mix	3.2E-08	8.7E-02	3.6E-02	7.3E-01	4.9	0.049
Short-term marginal	2-3-4	Oil[b]	3.7E-07	9.4E-02	1.1E+00	1.6E+01	0.2	0.14
	5	Natural gas[c]	4.1E-08	7.3E-03	2.4E-01	4.4E+00	0.3	0.08
Long-term marginal	6	Wind power[d]	1.6E-08	6.0E-03	1.2E-02	1.9E-01	19.6	0.1
	7	Hydropower[d]	4.0E-09	6.7E-04	4.7E-03	4.9E-02	74.2	0.1
	8	Coal[e]	2.2E-07	2.0E-02	3.7E-01	4.5E+00	0.3	0.1
	9	Natural gas[e]	4.1E-08	7.3E-03	2.4E-01	4.4E+00	0.3	0.08

[a] Excludes end-of-life cost (conservative approach is considered);
[b] Represents the Quebec, New Brunswick and New York short-term affected technology;
[c] Represents the New York short-term affected technology;
[d] Represents the Quebec long-term affected technologies;
[e] Represents the US long-term affected technology.

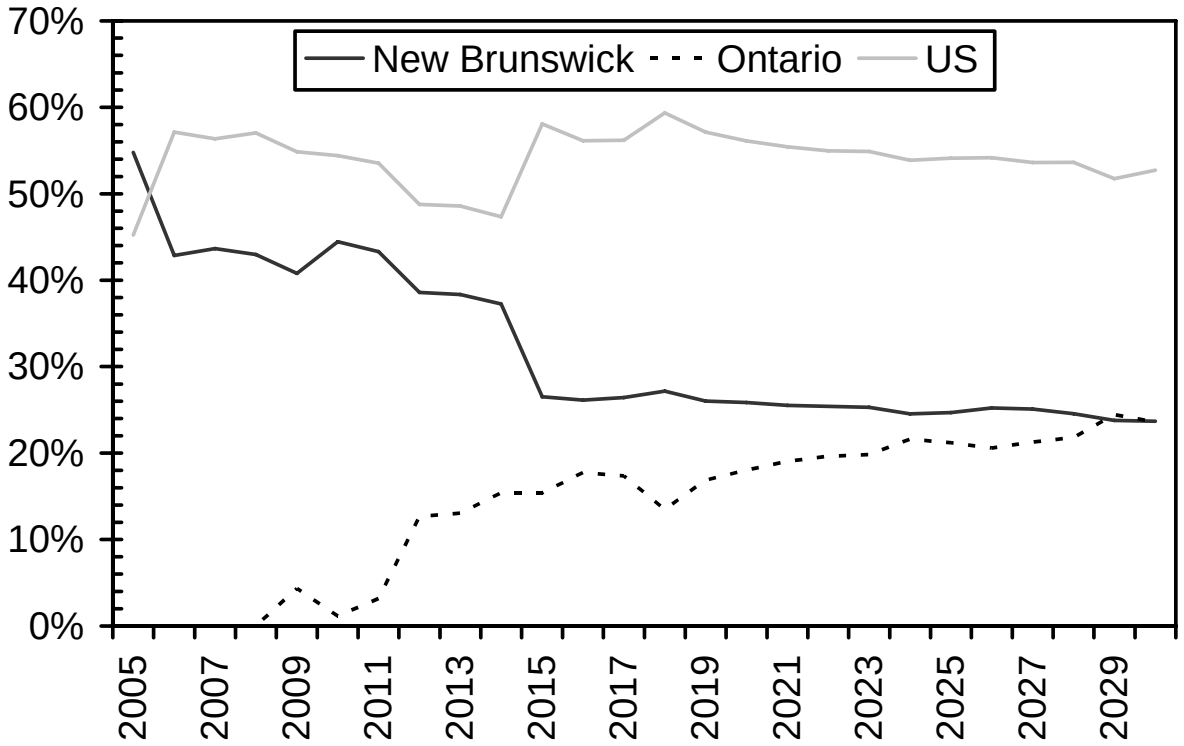


Fig. 4. Forecasted share of total exports among the three main Quebec electricity export markets (% of total exports) [40].

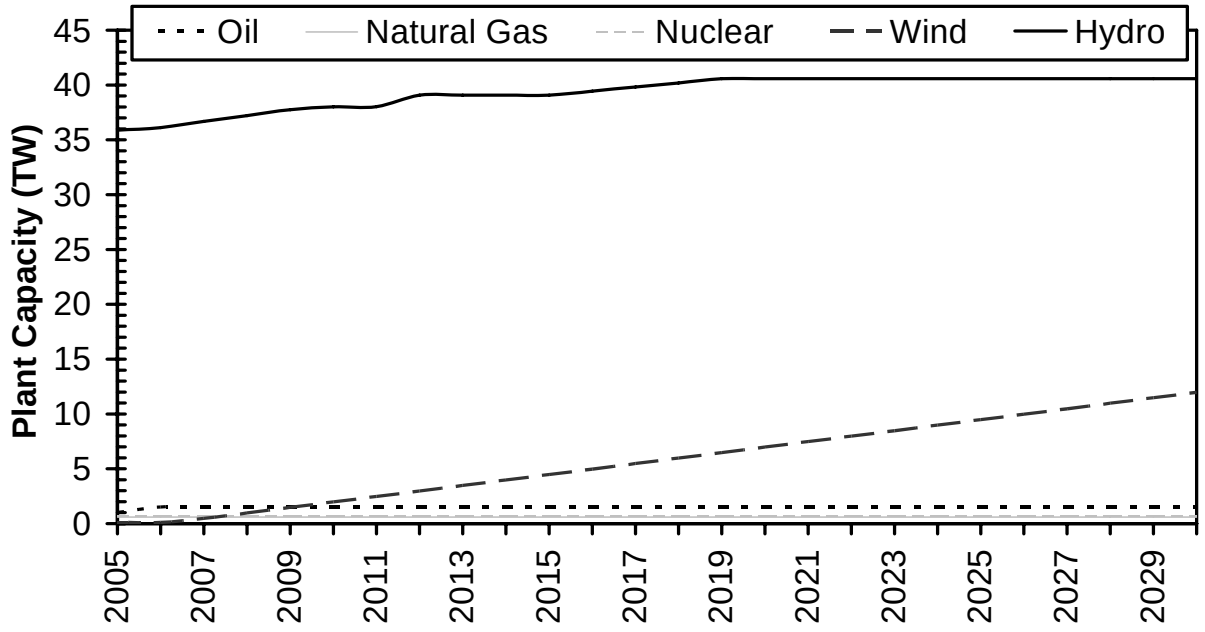


Fig. 5. Capacity trends by plant type for the Quebec province [40].

References

[1] Sherwani AF, Usmani JA, Varun. Life cycle assessment of solar PV based electricity generation systems: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2010;14(1):540-4.

[2] Varun, Bhat IK, Prakash R. LCA of renewable energy for electricity generation systems-A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2009;13(5):1067-73.

[3] Akorede MF, Hizam H, Pouresmaeil E. Distributed energy resources and benefits to the environment. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2010;14(2):724-34.

[4] Mithraratne N. Roof-top wind turbines for microgeneration in urban houses in New Zealand. Energy and Buildings 2009;41(10):1013-8.

[5] Hydro-Québec. Option de mesurage net pour autoproducteurs. Available from http://www.hydroquebec.com/autoproduction/.

[6] Varun, Prakash R, Bhat IK. Energy, economics and environmental impacts of renewable energy systems. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2009;13(9):2716-21.

[7] Bahaj AS, Myers L, James PAB. Urban energy generation: Influence of micro-wind turbine output on electricity consumption in buildings. Energy and Buildings 2007;39(2):154-65.

[8] Bernal-Agustin JL, Dufo-Lopez R. Economical and environmental analysis of grid connected photovoltaic systems in Spain. Renewable Energy 2006;31(8):1107-28.

[9] Fleck B, Huot M. Comparative life-cycle assessment of a small wind turbine for residential off-grid use. Renewable Energy 2009;34(12):2688-96.

[10] Fthenakis V, Kim HC. Land use and electricity generation: A life-cycle analysis. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2009;13(6-7):1465-74.

[11] Tremeac B, Meunier F. Life cycle analysis of 4.5 MW and 250 W wind turbines. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2009;13(8):2104-10.

[12] Kaundinya DP, Balachandra P, Ravindranath NH. Grid-connected versus stand-alone energy systems for decentralized power-A review of literature. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2009;13(8):2041-50.

[13] Allen SR, Hammond GP, Harajli HA, Jones CI, McManus MC, Winnett AB. Integrated appraisal of micro-generators: Methods and applications. Proceedings of Institution of Civil Engineers-Energy 2008;161(2):73-86.

[14] Finnveden G. A world with CO2 caps. The International Journal of Life Cycle Assessment 2008;13(5):365-7.

[15] Mathiesen BV, Münster M, Fruergaard T. Uncertainties related to the identification of the marginal energy technology in consequential life cycle assessments. Journal of Cleaner Production 2009;17(15):1331-8.

[16] eFormative Options LLC, Entegrity Wind Systems Inc. Small wind siting and zoning study: development of guidelines and a model zoning by-law for small wind turbines (under 300kW) 2006. Available from www.smallwindenergy.ca/downloads/Small_Wind_Siting_Guidelines.pdf.

[17] Jungbluth N, Tuchschmid M. Photovoltaics Report Report No. 6-XII; 2007. Available from www.ecoinvent.ch.

[18] Bergey Windpower Co. Small wind trubines for homes, businesses, and off-grid. Available from http://www.bergey.com/.

[19] Marbek Resource Consultants Ltd. Survey of small (300 W to 300 kW) wind turbine market in Canada 2005

[20] Burger B, Bauer C. Windkraft Report Final report No. 6-XIII; 2007. Available from www.ecoinvent.ch.

[21] Natural Resources Canada., NRCan/CTEC. RETScreen™ 4ed. Varennes, Qc2008.

[22] Udo de Haes HA, Heijungs R. Life-cycle assessment for energy analysis and management. Applied Energy 2007;84(7-8):817-27.

[23] ISO. ISO 14040:2006a Management environnemental — Analyse du cycle de vie — Principes et cadre. 2006. p. 29.

[24] ISO. ISO 14044:2006b Management environnemental — Analyse du cycle de vie — Exigences et lignes directrices. 2006. p. 56.

[25] Bergey Windpower Co. Small Wind Trubines For Homes, Businesses, and Off-Grid, 2009. Available from http://www.bergey.com/.

[26] Lenzen M, Munksgaard J. Energy and CO2 life-cycle analyses of wind turbines-review and applications. Renewable Energy 2002;26(3):339-62.

[27] PRé Consultants. SimaPro7 version 7.1.8. 2008.

[28] Jolliet O, Margni M, Charles R, Humbert S, Payet J, Rebitzer G, et al. IMPACT 2002+: A New Life Cycle Impact Assessment Methodology. International Journal of Life Cycle Assessment 2003;8 (6):324-30.

[29] Gürzenich D, Mathur J, Kumar Bansal N, Wagner HJ. Cumulative energy demand for selected renewable energy technologies International Journal of Life Cycle Assessment 1999;4(3):143-9

[30] Gürzenich D, Wagner HJ. Cumulative energy demand and cumulative emissions of photovoltaics production in Europe. Energy 2004;29(12-15):2297-303.

[31] Frischknecht R, Jungbluth N, Althaus HJ, Bauer C, Doka G, Dones R, et al. Implementation of life cycle impact assessment methods, Report Report No. 3; 2007. Available from www.ecoinvent.ch.

[32] Gagnon L, Belanger C, Uchiyama Y. Life-cycle assessment of electricity generation options: The status of research in year 2001. Energy Policy 2002;30(14):1267-78.

[33] Jungbluth N, Bauer C, Dones R, Frischknecht R. Life cycle assessment for emerging technologies: Case studies for photovoltaic and wind power The International Journal of Life Cycle Assessment 2005;10 (1):24-34.

[34] Hunkeler D, Lichtenvort K, Rebitzer G. Environmental Life Cycle Costing 1ed. Europe: CRC Press-SETAC; 2008.

[35] CanSIA/NRCan. The Potential for solar PV power in Canada2008. Available from http://www.cansia.ca/.

[36] PRé Consultants. The LCA Discussion list. Available from http://www.pre.nl/discussion/default.htm.

[37] Hydro-Québec. Approvisionnements énergétiques et émissions atmosphériques2005. Available from http://www.hydroquebec.com/publications/fr/rapport_perf_enviro/pdf/rdd_2005.pdf.

[38] Morin P, Marcos B, Moresoli C, Laflamme CB. Economic and environmental assessment on the energetic valorization of organic material for a municipality in Quebec, Canada. Applied Energy 2010;87(1):275-83.

[39] Deru M, Torcellini P. Source Energy and Emission Factors for Energy Use in Buildings-NREL/TP-550-38617, Report NREL/TP-550-38617; 2007. Available from http://www.nrel.gov/docs/fy07osti/38617.pdf.

[40] National Energy Board. Canada's Energy Future - Reference Case & Scenarios to 2030 - Appendices, Report NE23-15/2007F-MRC; 2007. Available from http://www.neb.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfmtn/nrgyrprt/nrgyftr/2007/nrgyftr2007ppndc-eng.pdf.

[41] Weidema B. Market information in life cycle assessment Report 863; 2003. Available from http://www2.mst.dk/udgiv/publications/2003/87-7972-991-6/pdf/87-7972-992-4.pdf.

[42] Hydro-Québec. Other sources of power generation-Fossil fuels, 2009. Available from http://www.hydroquebec.com/learning/production/autressources/fossile.html.

[43] Weidema BP, Frees N, Nielsen AM. Marginal production technologies for life cycle inventories International Journal of Life Cycle Assessment 1999;4(1):48-56.

[44] National Energy Board. Electricity Exports and Imports-Monthly Statistics for 20092009. Available from http://www.neb.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfmtn/sttstc/lctrctyxprtmprt/2009/lctrctyxprtmprt2009_08-eng.pdf.

[45] Energie NB Power. 2007/08 Annual Report2008. Available from http://www.nbpower.com/html/fr/about/publications/annual/AnnualReport0708FR.pdf.

[46] Federal Energy Regulatory Commission. 2008 State of the Markets Report2009. Available from http://www.ferc.gov/market-oversight/st-mkt-ovr/2008-som-final.pdf.

[47] Canadian Electricity Association. Power generation in Canada-A guide2006. Available from www.canelect.ca.

[48] Energy Information Administration. Annual Energy Outlook 2009 With Projections to 2030, Report DOE/EIA-0383(2009); 2009. Available from www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/.

[49] Hydro-Québec. Investing in Our Future- Financial Profile 2008–2009, Report 0821-1760; 2009. Available from http://www.hydroquebec.com/publications/en/financial_profile/index.html.

[50] Bernard JT, Duclos JY. Un avenir vert au Québec :réduire les émissions de gaz à effet de serre au moindre coût, Report 118; 2009. Available from http://www.cdhowe.org/pdf/backgrounder%20118_French.pdf.

[51] Evans A, Strezov V, Evans TJ. Assessment of sustainability indicators for renewable energy technologies. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2009;13(5):1082-8.

[52] Kannan R, Leong KC, Osman R, Ho HK, Tso CP. Life cycle assessment study of solar PV systems: An example of a 2.7 kWp distributed solar PV system in Singapore. Solar Energy 2006;80 (5):555-63.

[53] Raugei M, Frankl P. Life cycle impacts and costs of photovoltaic systems: Current state of the art and future outlooks. Energy 2009;34 (3):392-9.

[54] Wrisberg N, Udo de Haes HA. Analytical tools for environmental design and management in a systems perspective. 1 ed. Dordrecht: Kluwer Academic Publishers; 2002.

ANNEXE 2: ARTICLE 2-ELECTRICITY TRADE AND GHG EMISSIONS: ASSESSMENT OF QUEBEC'S HYDROPOWER IN THE NORTHEASTERN AMERICAN MARKET (2006-2008)

Mourad Ben Amor[a,*], Pierre-Olivier Pineau[b], Caroline Gaudreault[c] and Réjean Samson[a]

[a]CIRAIG-École Polytechnique de Montréal
[b]CIRAIG-HEC Montréal
[c]NCASI

Keywords: electricity trade, marginal technology, GHG estimate

Abstract

Worldwide electricity sector reforms open up electricity markets and increase trades. This has environmental consequences as exports and imports either increase or decrease local production and consequently greenhouse gas (GHG) emissions. This paper's objective is to illustrate the importance of electricity trade's impact on GHG emissions by providing an estimate of the net GHG emissions resulting from these trades. To achieve this objective, Quebec hourly electricity exchanges with adjacent jurisdictions were examined over the 2006-2008 period. In order to associate a specific GHG emission quantity to electricity trades, hourly marginal electricity

production technologies were identified and validated using the Ontario hourly output per power plant and information released in the Quebec adjacent system operator reports. It is estimated that over three years, imports into Quebec were responsible for 7.7 Mt of GHG, while Quebec hydropower exports avoided 28.3 Mt of GHG emissions. Hence, the net result is 20.6 Mt of avoided emissions over 2006-2008, or about 7 Mt per year, which corresponds to more than 8 % of the Quebec yearly GHG emissions. When GHG emissions from all life cycle stages (resource extraction to end-of-life) are accounted for, the net avoided GHG emissions increase by 35%, to 27.9 Mt.

1. Introduction

While electricity market reforms throughout the world increase exchange opportunities, greenhouse gas (GHG) constraints are increasingly likely to have an impact on electricity production. This could significantly affect this sector, which was responsible for 41% of worldwide CO_2 emissions in 2007 (IEA, 2009). Surprisingly, however, little research has been conducted on how electricity imports and exports affect GHG emissions and how to estimate credit for possible lower GHG emissions resulting from electricity trade. Such analysis could be included in GHG inventories across the world, as some jurisdictions, such as Massachusetts, have already taken some steps in that direction (Commonwealth of Massachusetts, 2009). Such GHG estimate is of crucial importance for hydropower producers, which are responsible for low levels of emissions and usually export an important share of their production.

This paper focuses on the province of Quebec (Canada), which exports hydropower to its Northeast American neighbours. Quebec has access to 41,018 MW of installed power from which 91 percent is hydropower. The provincial production was 192 terawatt-hours (TWh) in 2007, almost entirely from hydro sources (94 percent), and mostly (90 percent) from Hydro-Quebec (HQ), the government-owned utility (Statistics Canada, 2008a). Quebec is also well interconnected with its neighbours and actively trades with New Brunswick, New England, New York and Ontario. The interregional transmission lines offer a maximum export capacity of 8,380 MW and a maximum import capacity of 6,125 MW. This represents, at any given moment, a theoretical export capacity of 20 percent of Quebec production, and an import capacity of 15 percent (Hydro-Quebec TransEnergie, 2010). Moreover, new transmission projects are planned,

to New England (1,200-1,400 MW (FERC, 2008) and New York (Champlain Hudson Power Express, 2010). Quebec neighbours have much less access to hydropower and consequently rely more on GHG-emitting fossil fuels for their power production. Therefore, there could be significant environmental benefits in Quebec's hydropower exports, if they substitute fossil electricity production. Estimating the extent to which GHG emissions can be reduced from such exports and arbitrage capabilities (i.e. imports for exports) is a research area already identified in the literature (Pineau and Lefebvre, 2009).

Furthermore, current GHG quantification protocols[17] , such as the GHG Protocol (WBCSD/WRI, 2007), the General Reporting Protocol (TCR, 2010) or ISO 14064 (ISO., 2006), focus their scope on direct[18] emissions (power plant operation stage emissions), but less on indirect[19]emissions from the entire life cycle of the electricity production (i.e. emissions from resource extraction to the power plant end-of-life stage) (Huang et al., 2009). A better knowledge of indirect emissions will provide a more precise estimate of the real GHG emission impacts of electricity trade. In fact, in many sectors, high percentage of GHG emissions could be attributed to indirect emissions (more than 75 % of an industry sector's GHG emissions (Matthews et al., 2008)). Moreover, as thermal and renewable power plants, which have different magnitude of indirect emissions (Amor et al., 2010), are involved in such electricity trades, estimating the extent to which GHG estimate can be increased when indirect emissions are taken into account is crucial.

This paper's objective is to illustrate the importance of electricity trade's impact on GHG emissions by providing an estimate of the net GHG emissions resulting from electricity exchanges between Quebec and its adjacent jurisdictions (New Brunswick, New England, New York and Ontario). To achieve this objective, Quebec hourly exchange of electricity with all its neighbours was examined over the 2006-2008 period. Marginal electricity[20] production technologies (nuclear or hydropower, coal, natural gas or oil-fired technologies) were identified

---

[17] GHG quantification protocols are guides outlining how to do GHG inventories reporting (Xuchao et al., 2010).
[18] Emissions from sources under the company's direct control (also called "Scope 1") and emissions from direct purchased energy ("Scope 2"). Direct emissions only refer to power plant operation stage emissions in this paper (Xuchao et al., 2010).
[19] Upstream and downstream emissions in the company's value chain (i.e. energy chain) (also called "Scope 3" (Xuchao et al., 2010)).
[20] See section 2.3 for definition.

for every hour, allowing to couple hourly electricity exchange with a specific GHG emission quantity.

Through the presented objective, the paper's contributions is to provide a detailed case study on assessing marginal GHG emissions, to help such future analysis in other jurisdictions and to shed a more informative light on how to estimate credit for possible emissions resulting from electricity trade.

2. Methodology

The following steps summarize the applied methodological procedure in order to estimate GHG emissions in each of the markets trading with Quebec, at every hour:

1. Matching of hourly transmission data from HQ TransÉnergie OASIS (Open Access Same time Information Systems) with the day-ahead hourly electricity market prices from the independent system operators of New England (ISO NE), New York (NY ISO) and Ontario (Independent Electricity System Operator, IESO), over the 2006-2008 period (Hydro-Quebec TransEnergie, 2010; IESO, 2010; ISO New England, 2010; NYISO, 2010);

2. Fuel cost estimates;

3. Identification of the marginal electricity production technology in each of Quebec's adjacent market;

4. Trade-related GHG emission estimates.

These four steps are described in greater detail in the next sub-sections.

2.1. Matching of hourly transmission data with hourly electricity market prices

a) *Hourly transmission data from HQ TransÉnergie OASIS (2006-2008)*

Hourly electricity transmission data from the OASIS website of HQ TransÉnergie were analyzed for 2006, 2007 and 2008 (Hydro-Quebec TransEnergie, 2010). For every hour of the year, OASIS records the electricity flows (i.e. exports and imports) between Quebec and its adjacent

markets[21] (i.e., New Brunswick, Ontario, New York and New England: Maine-New Hampshire-Vermont[22]). These data[23] were compiled in a single database, containing the date, hour, Quebec electricity exports (MWh), adjacent markets electricity exports to Quebec (MWh) and the resulting net exports for each market (MWh).

b) *Hourly electricity market price data from IESO, NY ISO and ISO NE (2006-2008)*

Hourly electricity transmission data were compiled and matched with the day-ahead hourly electricity market prices provided by ISO NE and NY ISO and, in Ontario, with the Hourly Ontario Energy Price (IESO, 2010; ISO New England, 2010; NYISO, 2010). As there is no established spot market for New Brunswick[24], the New England day-ahead hourly electricity market price at the New Brunswick interconnection was used as a proxy. When needed, data were converted to US$, at the daily exchange rate (Statistics Canada, 2010a).

2.2. Fuel cost estimates

Electricity generation costs include capital costs, operations and maintenance (O&M) costs, and fuel costs. Capital costs are strongly affected by the plant size and type, and its construction time. O&M costs reflect the plant's complexity and material conditions, while fuel costs (marginal[25] production cost) reflect the plant's efficiency and its fuel market price (Harris, 2006; Tester et al., 2005). The importance of fuel costs resides in finding out the rank of plants in the merit order (also called the "to-be-operated queue") (Harris, 2006; Tester et al., 2005). In fact, base load power plants, such as nuclear, have high fixed costs, low fuel costs and are operated first in comparison to many natural gas plants with low fixed costs and high fuel costs. The latter are

---

[21] Hydropower generation from the Churchill Falls site in Newfoundland and Labrador is considered as part of the province of Quebec system.

[22] The other New England states (Massachusetts, Rhode Island, and Connecticut) were not considered because they do not share a border with Quebec. Therefore, New England in this paper only refers to Maine, New Hampshire, Vermont and their data.

[23] The impact on system losses of interchange has been neglected. Thus, hourly transmission data were not modified to include this effect.

[24] New Brunswick operates a balancing market. Therefore, no central organized wholesale electricity market exists and spot prices are not available for this region.

[25] In order to avoid confusion due to possible extensive use of the word "marginal", the latter will be only used, in this paper, for electricity production technology.

operated last and mostly for peak loads. The fuel market price over the 2006-2008 period (i.e. US$ per short tonne of coal, thousand cubic feet of natural gas and barrel of oil) were obtained from the U.S. Energy Information Administration (EIA) databases (EIA, 2010a, c, f). As the Central Appalachian region is the dominant coal production area for the Northeastern region (EIA, 2010b; FERC, 2009), its coal market price is selected as our reference coal price. The crude oil market price is used for simplicity as a proxy[26]. Figure 1 shows, over the 2006-2008 period, the market price for each fuel. To allow an easier comparison, all prices have been converted in US$ per MMBtu[27] (based on representative values for the heat content of each energy source (Tester et al., 2005)).

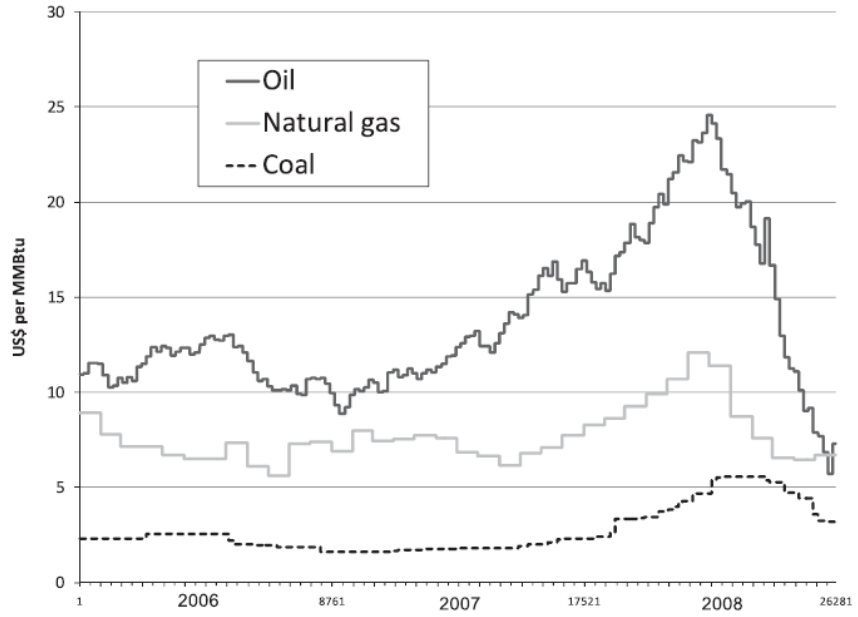


Figure 1: Fuel market price (US$/MMBtu) over the 2006-2008 period (per hour).

Once the fuel market price is known, plant's efficiency is necessary to accurately reflect the fuel cost. Coal, natural gas and oil power plant thermal efficiencies (i.e. heat rate in Btu/kWh) were estimated for Quebec adjacent markets over the 2006-2008 period as follows.

---

[26] Oil electricity generation use with different proportion heavy fuel oil, kerosene and middle distillate fuels (No. 1, No. 2, No. 4 fuel oil and diesel). Specific proportions were not available in order to estimate a more accurate fuel market price.

[27] MMBtu: 10E+06 British Thermal Units or 1055 10E+06 joules.

1. For Ontario and New Brunswick, data was provided by Statistics Canada (Statistics Canada, 2008a, 2009a). As there is no available data for 2008, the 2007 thermal efficiencies were used as a proxy. Also, in the absence of detailed value by prime mover (i.e. steam turbine, gas turbine, internal combustion and combined cycle), an average value was used.

2. For New England and New York, data was provided by the EIA electricity databases (EIA, 2010d). For these jurisdictions, it is possible to disaggregate thermal efficiencies as a function of prime mover. This additional step (breaking down plant's efficiency by fuel and prime mover) helps in giving detailed fuel cost data, not only as a function of the fuel type but also as a function of the prime mover (for example, natural gas combined-cycle plants are dispatched at a lower fuel cost than natural gas steam turbine plants).

Finally, fuel costs, in US$/MWh, were estimated using the fuel market prices and the appropriate thermal efficiency in each of the jurisdictions considered in this study.

2.3. Identification of the marginal electricity production technology

For each of the jurisdictions considered in this study, the day-ahead hourly electricity market prices (see section 2.1) was compared to the estimated fuel costs in order to single out the marginal electricity production technology. The marginal electricity production technology is defined as the last power plant in the merit-order of all power plants needed to meet electricity demand and which output varies with small changes in local market conditions: such as an increased demand due to Quebec imports or lower requirement for local supply due to Quebec exports.

Figure 2 displays the applied marginal technology identification approach. In this case, the day-ahead hourly electricity market price (MP) is below the lower value at which natural gas production can be profitable, and falls within the range of prices where coal production covers its fuel cost. Therefore, if Quebec electricity imports occur under such condition, coal power plants are assumed to be affected by increasing their production. On the other hand, if there are some Quebec electricity exports, coal power plants are assumed to decrease their production.

It is assumed that electricity exchanges are not sufficient to cause a shift from a plant type to another[28] and that no local network constraints are justifying out of merit power plants dispatching. Also, as almost all electricity produced in Quebec (94%) is hydroelectric (Statistics Canada, 2009a), it is assumed that the marginal technology is always[29] hydropower in Quebec.

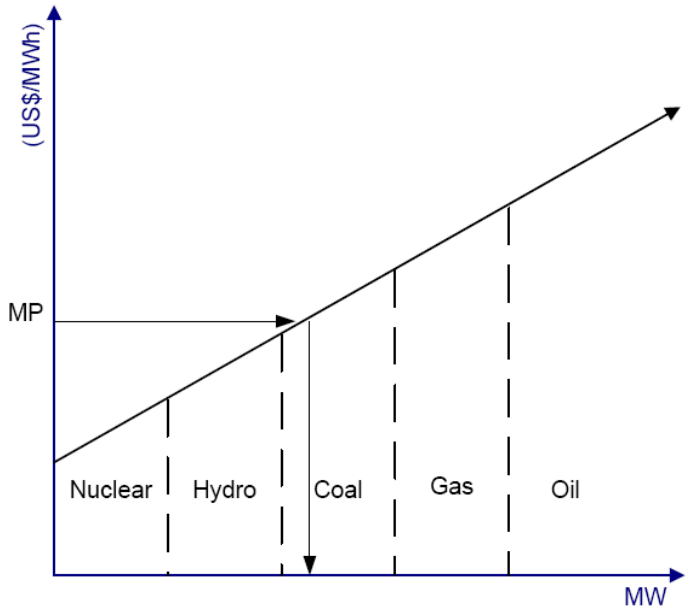


Figure 2: Schematic supply curve for the identification of the marginal technology based on the market price (MP).

2.4. Trade-related GHG emissions estimates

The GHG emission rates are estimated over the power plant operation stage[30] (sub-section (a)) and over the entire life cycle of electricity production [31] (i.e. energy chain: emissions from resource extraction to the power plant end-of-life stage (sub-section (b)). The next sub-sections

---

[28] Imports or exports are assumed to be not larger than the capacity of a generation type that is estimated to be on the margin. Therefore, shifts from a plant type to another are not caused.

[29] When thermal generation in Quebec is online (i.e. high Quebec electricity consumption during cold winter day), this assumption could overstate the reduction in GHG due to electricity trade. However, there is thermal generation in Quebec only when cheaper imports are not available, and no exports usually happen during these periods.

[30] Once again, operation stage GHG emissions refer to *direct* emissions.

[31] Life cycle GHG emissions refer to *indirect* emissions.

describe in greater details this methodological step. Once estimated, the GHG emission rate of the identified marginal electricity production technology (section 2.3) can be multiplied by the hourly electricity export or import. The final result corresponds to the amount of GHG saved or released in the atmosphere due to trade (i.e. trade-related GHG emissions). In fact, for a given hour, if the province of Quebec exported more than it imported, GHG emission are avoided (due to the fact that hydropower emissions are lower). On the other hand, if Quebec was a net importer, more emissions are released (due to the fact that it imported from a technology emitting more GHG than hydropower).

a) *Operation stage GHG emission rates*

Table 1 presents, for each of the jurisdictions considered in this study, the estimated power plant operation stage GHG emission rates (tonne CO_2eq/MWh). New Brunswick and Ontario GHG emission rates by fuel type were obtained from Environment Canada and Statistics Canada (Environment Canada, 2008; Statistics Canada, 2008b, 2009b, 2010b). In the absence of a detailed value by prime mover, average values were used. As US data was provided for fuel and prime mover, a finer approach was used for New York and New England. Their power plant operation stage GHG emission factors (tonne CO_2eq/Btu) were determined from EIA data table (EIA, 2010e) and multiplied with the computed heat rates (Btu/kWh (section 2.2) to estimate the final GHG emission rates by fuel and prime mover.

b) *Life cycle GHG emission rates*

As previously stated, life cycle GHG emissions account for GHG emissions over the whole energy supply chain (i.e. from resource extraction to the power plant decommissioning stage). For each jurisdiction, life cycle GHG emission rates by fuel and prime mover (tonne CO_2eq/MWh) were estimated (Table 2). GHG emissions from the construction and decommissioning of thermal power plants are only available by fuel (i.e. coal, natural gas and oil), and not by prime mover. We therefore lack some specific data. However, (Spath and Mann, 2000; Spath et al., 1999) both observe that GHG emissions from the construction and decommissioning of thermal power plants represent only a small fraction of the total emissions involved over the entire life cycle. Therefore, for simplicity, in order to estimate the life cycle GHG emission rates by fuel and prime mover, construction and decommissioning emissions were

assumed to be the same for thermal power plants using the same fuel type and were added to the operation stage GHG emission rates (Table 1). Hydropower life cycle GHG emission is represented by a reservoir power plant for non-alpine regions. The ecoinvent Database V2.0 and the TRACI impact method were used for the estimate (Bare et al., 2003; Dones et al., 2007).

Table 1: Operation stage GHG emission rates (tonne CO_2eq/MWh) by fuel type and prime mover (ST, GT, IC and CC refer to Steam Turbine, Gas Turbine, Internal Combustion and Combined Cycle).

		Operation stage GHG emissions (tonne CO_2eq/ MWh)									
		New York				New England				Ontario	New Brunswick
		ST	GT	IC	CC	ST	GT	IC	CC		
Coal	*2006*	0.99				1.09				0.94	0.91
	2007	0.99				1.09					
	2008	0.98				1.11					
Natural gas	*2006*	0.60	0.65	0.64	0.38	0.71	0.52	--	0.38	0.62	0.45
	2007	0.60	0.52	0.65	0.39	0.91	0.44	--	0.38		
	2008	0.61	0.55	0.74	0.39	0.78	0.44	--	0.38		
Oil	*2006*	0.85	1.09	1.15	0.67	0.93	1.35	0.81	0.57	1.26	0.84
	2007	0.84	1.05	0.98	0.87	0.93	1.31	0.92	0.58		
	2008	0.86	1.05	1.09	0.49	1.04	1.50	0.88	0.60		
Hydropower and Nuclear (a)	*2006* *2007* *2008*	0				0				0	0

(a) Hydropower and nuclear operation stage GHG emission rates are equal to zero. Nuclear energy is a base load technology with almost no flexibility. Its operation is unavoidable in the short term and its emissions should consequently not be assigned (Gagnon et al., 2002).

Table 2: Life cycle GHG emission rates (tonne CO_2eq/ MWh) by fuel type and prime mover (ST, GT, IC and CC refer to Steam Turbine, Gas Turbine, Internal Combustion and Combined Cycle).

	Life cycle GHG emissions (tonne CO_2eq/ MWh)									
	New York				New England				Ontario	New Brunswick
	ST	GT	IC	CC	ST	GT	IC	CC		
Coal	1.15				1.27				1.11	1.08
Natural gas (a)	0.77	0.75	0.85	0.55	0.97	0.64	--	0.55	0.79	0.62
Oil	1.20	1.42	1.42	1.03	1.32	1.74	1.22	0.93	1.61	1.19
Hydropower	0.011				0.011				0.011	0.011

(a) Natural gas decommissioning GHG emissions were not considered (Dones, et al., 2007).

3. Results: Electricity Trade Analysis and Implications

Electricity exchanges analysis between Quebec and its adjacent jurisdictions shows that the province's exports to its Northeast American neighbours increased between 2006 and 2008 (Table 3). This trend is likely to continue as new transmission projects are planned, to New England (1,200-1,400 MW (FERC, 2008) and New York (Champlain Hudson Power Express, 2010). Being a hydropower producer, Quebec increased exports to neighbours (relying more on GHG emitting fossil fuels) should avoid emissions.

Table 3: Total hourly electricity exchange between QC and its neighbours, in TWh.

		New Brunswick	New England	New York	Ontario	Total
Export	*2006*	0.31	6.92	4.83	1.07	13.14
	2007	2.37	8.96	6.50	1.11	18.94
	2008	3.41	9.93	6.71	1.07	21.12
	2006-2008	6.09	25.81	18.04	3.25	53.20
Import	*2006*	-1.00	-0.61	-1.86	-2.18	-5.64
	2007	-0.47	-1.13	-2.28	-2.24	-6.11
	2008	-0.15	-0.20	-1.22	-2.75	-4.32
	2006-2008	-1.61	-1.94	-5.36	-7.16	-16.07

Section 3.2 presents the main results of interest: the estimate of the net GHG emissions resulting from electricity exchanges between Quebec and its adjacent jurisdictions (New Brunswick, New

England, New York and Ontario). Results for the identified marginal technology, on which the estimated trade-related GHG emissions are based, are presented in section 3.1.

3.1. Identification of the marginal electricity production technolog

As it can be of strategic value (i.e. not public information), only the system operator of an electricity system knows exactly which power plant is the marginal one. The suggested methodology is useful as it points out the marginal technology due to adjacent market electricity trade with the province of Quebec. Indeed, results presented in Table 4 show that, in the case of the Ontario market, coal-fired generators are the most frequent market price setters in comparison to New England and New York, where natural gas units are the market price setters. For the New Brunswick market, coal fired generators and natural gas units show the same frequency and, thus, are the market price setters.

Table 4: Marginal technology in Quebec adjacent markets, % of hours during 2006, 2007 and 2008.

		Hydropower	Coal	Natural gas	Oil
Ontario	*2006*	10	81	9	0
	2007	6	76	18	0
	2008	36	56	8	0
	2006-2008	22	66	12	0
New Brunswick	*2006*	0	52	48	0
	2007	0	50	50	0
	2008	9	40	50	0
	2006-2008	3	47	50	0
New England	*2006*	0	28	65	7
	2007	0	19	67	14
	2008	21	27	47	5
	2006-2008	8	25	59	9
New York	*2006*	0	35	64	1
	2007	0	39	60	1
	2008	11	44	41	4
	2006-2008	4	40	54	2

Appendix A presents the validation of Table 4 results, and consequently of the applied methodological procedure (section 2). It provides back up evidence that the paper's objective is

reached and valid through four different perspectives: (a) graphical analysis; (b) correlation analysis; (c) normalization analysis and (d) published marginal technology.

3.2. Trade-related GHG emission estimates

Emissions associated to Quebec neighbours marginal technologies, presented in Table 4, were derived to estimate the trade-related GHG emissions. The following sub-sections present the main findings and clearly highlight the importance of electricity trade's impact on GHG emissions

a) *Operation stage GHG emissions from Quebec imports and exports over the 2006-2008 period*

While Hydro-Quebec reports that "since 2001 [and up to 2008], [electricity sales] meant more than 30 Mt of GHGs avoided on this continent as a result of our exports"(Hydro-Quebec, 2010b), Table 5 shows that in only three years (2006 to 2008), Quebec exports avoided 28.3 Mt of GHG, while Quebec imports were responsible for 7.7 Mt of GHG. The net result of the trades is 20.6 Mt of avoided GHG emissions, which corresponds to more than 8 % of the Quebec yearly GHG emissions (Environment Canada, 2010). Table 5 also shows the trades caused an increase in emissions rather than a reduction in Ontario. This is mostly due to coal-imports during off-peak hours. Indeed, referring to Table 3, Hydro-Quebec imports from Ontario represent important quantities of energy that are provisionally stored in reservoirs, for intertemporal arbitrage purposes ("Imports for Exports").

Table 5: Operation stage GHG emissions from imports and exports, tonnes of CO_2eq. Totals for 2006-2008.

	Import	Export	Net (a)
Ontario	3,697,029	1,721,401	1,975,627
New York	2,218,493	9,032,737	-6,814,243
New England	900,744	14,017,380	-13,116,635
New Brunswick	888,394	3,567,358	-2,678,964
	7,704,660	28,338,876	**-20,634,216**

(a) Net= Export -Import

Table 5 shows that the resulting avoided emissions (carbon credits) must be considered and more so in a context of yearly GHG emissions inventory. This is already the case in Massachusetts and is also discussed in Vermont. Massachusetts has already passed a bill stating that "Statewide GHG emissions [include] all emissions of GHG from the generation of electricity delivered to and consumed in Massachusetts, accounting for transmission and distribution line losses, *whether the electricity is generated in state or imported*" (emphasis added (Commonwealth of Massachusetts, 2008)). This implies that imports (and exports) have to be added and subtracted from the yearly inventory, as they have already done (Commonwealth of Massachusetts, 2009). The Vermont energy legislation also plans to designate large-scale hydro, including from Hydro-Quebec, as renewable, so that renewable energy credit revenues would be shared between the two jurisdictions (Hydro-Quebec, 2010c).

Current GHG estimates, presented in this paper, could be useful for new discussions on how to credit possible emissions resulting from electricity trade.

b) *Life cycle GHG emissions from Quebec imports and exports over the 2006-2008 period*

Current GHG estimates, such as the one discussed for Massachusetts, focus its scope on direct emissions (power plant operation stage emissions), but less on indirect emissions of the whole energy chain (i.e. entire life cycle from resource extraction to the power plant end-of-life stage). A better knowledge of indirect emissions could be helpful as a high percentage of GHG emissions could be attributed to indirect sources (more than 75 % of an industry sector's GHG emissions (Matthews et al., 2008)). Moreover, as thermal and renewable power plants, which have different magnitude of indirect emissions (Amor et al., 2010), are involved in such electricity trades, estimating the extent to which GHG results can be increased when indirect emissions are taken into account is crucial.

When system boundaries for GHG estimates are extended to include indirect emissions, Quebec exports avoid 37.1 Mt of GHG, while Quebec imports are responsible for 9.2 Mt of GHG, as Table 6 shows. Hence, the net result of trade is 27.9 Mt of avoided GHG emissions, which represents a 35 percent increase compared to the case where only direct emissions are included (presented in Table 5). Indirect emissions represent 26 percent of the total GHG emissions (direct + indirect).

Table 6: Life cycle GHG emissions from imports and exports, tonnes of CO_2eq, Totals for 2006-2008.

	Import	Export	(a) Net
Ontario	(b)4,402,592 (+19%)	2,080,283 (+21%)	2,322,309 (+18%)
New York	2,683,634 (+21%)	11,832,013 (+31%)	-9,148,379 (+34%)
New England	1,082,213 (+20%)	18,732,266 (+34%)	-17,650,053 (+35%)
New Brunswick	1,087,486 (+22%)	4,524,533 (+27%)	-3,437,047 (+28%)
	9,255,925 (+20%)	37,169,096 (+31%)	**-27,913,171 (+35%)**

(a) Net= Export – Import

(b) Percentage = indirect emissions/ direct emissions.

The magnitude of indirect emissions also confirms the findings made by others (Huang et al., 2009; Matthews et al., 2008): Power generation is one of the few sectors for which direct GHG emissions represent a large portion of the total GHG emissions. Therefore, operation stage GHG emissions could be used as a first approximation in case of electricity trade impact assessment.

4. Discussion

4.1. Estimates comparison using different typical marginal technologies

Coal fired and combined cycle gas turbine (CCGT) electricity generations are commonly used as marginal technologies, especially during base and peak load periods. Therefore, one could estimate electricity trade implications on GHG emissions by using only these technologies and not taking into account electricity market dynamics. In order to put our results in perspective, four benchmark cases are suggested using the following scenarios: (1) CCGT plants are always marginal; (2) coal fired plants are always marginal; (3) coal fired plants are marginal when Quebec exports, but CCGT plants generates when Quebec imports (“best” case, from a GHG perspective) and (4) CCGT plants are marginal when Quebec exports and coal fired plants are marginal when Quebec imports (“worst” case, from a GHG perspective). Table 7 shows that our estimate presented in table 5 and 6 are falling in the range of the four cases results and suggest that the proposed methodology give a more precise estimate given the absence of detailed data. Although the most realistic scenario, from a market perspective, among the four cases is the

worst one from a GHG emission perspective (scenario 4), our estimates (shown in Tables 5 and 6) present much better environmental outcomes.

Table 7: Operation stage and Life cycle GHG emissions from imports and exports using different cases of marginal technology, tonnes of CO_2eq, Totals for 2006-2008.

		System boundary	All Quebec exports substitute to…	
			Gas (CCGT)	Coal
All Quebec imports add generation from…	Gas (CCGT)	*Operation*	(1) -13,592,359	(3) -46,688,148
		Life cycle	-19,796,441	-60,276,565
	Coal	*Operation*	(4) -6,007,350	(2) -39,084,085
		Life cycle	-11,610,193	-52,090,317

4.2. Significance of electricity trade in the region

The significance of the values presented in Tables 5 and 6 is better understood in the perspective of total regional GHG emissions. Therefore, Table 8 compares the net trade GHG emissions (direct emissions only) to the total and the electric power sector GHG emissions for Quebec and its neighbours. As shown in the last column, the net impact of electricity trade between Quebec was a 1.1 % decrease in total emissions in New York, 4.8% in New Brunswick, 2.5 % in New England and an increase of 0.3% in Ontario. These values clearly point out the importance of electricity trade's impact on GHG emissions. If life cycle emissions would have been used instead of direct emissions only, larger reductions would have been observed.

Table 8: CO_2 emissions (US) and GHG emissions (Canada) by jurisdiction, 2006-2008, in million tonnes (Environment Canada, 2008; NEB, 2009c).

	Sector	2006	2007	2008	Total 2006-2008(a)	Total Net Trade GHG Impact	**Change**
New York(b)	Total Emissions	194.54	201.25	n.a.	593.68	-6.81	**-1.1%**
	Electric Power	46.54	49.19	n.a.	143.59		**-4.7%**
New England(b)	Total Emissions	174.24	176.67	n.a.	526.35	-13.11	**-2.5%**
	Electric Power	42.49	44.18	n.a.	130.00		**-10%**
New Brunswick	Total Emissions	18.7	19.1	18	55.80	-2.68	**-4.8%**
	Electric Power	7.06	7.31	6.83	21.20		**-12.6%**
Ontario	Total Emissions	192	200	190	582.00	1.98	**0.3%**
	Electric Power	28.6	32	27.4	88.00		**2.2%**
Quebec	Total Emissions	83.8	86.8	82	252.60		
	Electric Power	0.918	2.18	0.47	3.57		

(a) For missing 2008 values, the average of the two previous years was used.
(b) Only CO_2 emissions are displayed in the case of New York and New England.

4.3. Trade Impact of Marginal GHG Emissions

As long as GHG emissions have no market value, as it is currently the case in North America and in most jurisdictions, this analysis has little implications in terms of current electricity trade flows. In such context, this paper simply provides a more precise estimate of the real emission impacts of electricity trade. However, much of the trade discussed in this article involves imports, energy storage in dams, and exports. When GHG emissions will have a market value, this type of trade pattern will be significantly affected. The analysis conducted in this paper will be key to understand how these trade patterns could change.

Table 9 shows that, for the main electricity exporter in Quebec (Hydro-Quebec), “Imports for Exports” can represent important quantities of energy that are provisionally stored in reservoirs, for intertemporal arbitrage purposes. Indeed, in 2006, imports represented 36% of the energy

exported by Hydro-Quebec (line D). This is due to the fact that the "Net Reservoir Drawdown" (line B) are always lower than Hydro-Quebec's US exports (line A). These exports are officially tracked by Canada's National Energy Board (which approves and monitors international electricity trade, among other regulatory duties). In order to export more hydropower than it draws from its reservoirs, [32] Hydro-Quebec has to import some electricity. It does so during off-peak periods, at lower prices, in order to have more energy to export during higher price periods.

Table 9 : Hydro-Quebec's trade pattern.

	2006	2007	2008		Source
Share of Hydro-Quebec Exports to the US	93%	89%	91%		(NEB, 2009a, b, c)
Hydro-Quebec US Export (TWh)	10.89	14.33	15.82	***A***	(NEB, 2009a, b, c)
Net Reservoir Drawdown (TWh)	7.00	10.70	15.20	***B***	(Hydro-Quebec, 2010a)
"Imports for Exports" (TWh) (a) (b)	3.89	3.63	0.62	***C=A-B***	
Share of Imports in Exports	36%	25%	4%	***D=C/A***	

(a) Import for exports includes a small fraction of imported electricity (that couldn't be subtracted) due to high Quebec electricity consumption during cold winter days.

(b) A mini-trend observed from 2006 to 2008 shows that imports for exports are declining. This is unrelated to GHG costs but rather connected to above average annual runoffs since 2004, which allowed the amount of water stored in reservoirs to continuously increase over the 2003-2008 period (Hydro-Quebec, 2010b). At that same period, Hydro-Quebec energy sales were stable (Hydro-Quebec, 2010a).

This trade pattern, which has already been characterized formally in Billette de Villemeur and Pineau (2010), will not be as profitable when GHG emissions will have a market value, as intertemporal arbitrage opportunities will be reduced. Indeed, with a GHG price, low-cost electricity from coal will become much less affordable to buy off-peak. At the same time,

[32] Hydro-Quebec has "26 large reservoirs with a storage capacity of 175 TWh" (Hydro-Quebec, 2010).

marginal on-peak prices (when arbitragers such as Hydro-Quebec sell) will not increase by an equivalent amount, because these on-peak prices are more often set by natural gas units with lower emissions (see Table 1).“Pure” hydropower exports, those only based on water availability and not resulting from an intertemporal fossil fuel-based arbitrage, will however stay increasingly profitable under any type of carbon constraint, as hydropower production cost will not be affected by such GHG price, while all fossil fuel technologies will.

5. Conclusion

One can state that the environmental benefits of hydropower exports are considerable, as long as they substitute coal- and natural gas-produced electricity. However, detailed GHG assessment of such electricity trade is missing from the literature. This paper provides such analysis, and we show how significant GHG gains are in the context of the North American Northeast electricity market.

A method to estimate the net GHG emissions resulting from such electricity trade was developed. Hourly exchange of electricity with all neighbours was examined over the 2006-2008 period. Marginal production technologies (hydropower, coal, natural gas or oil) were identified for every hour to pair hourly electricity exchange with a specific GHG emission quantity.

Over the 2006-2008 period, our computations show that electricity imports into Quebec were responsible for 7.7 Mt of GHG, while Quebec exports avoided 28.3 Mt of GHG emissions. If the net result is 20.6 Mt of avoided emissions over three years, arbitraging activities led to an emissions increase. It was also found that, extending the boundaries by including GHG emissions from all life cycle stages (resource extraction to end-of-life) increases the net result to 27.9 Mt of avoided GHG emissions (+35 percent), over the 2006-2008 period.

Such analysis has yet to be included in GHG inventories across the world, but some jurisdictions, such as Massachusetts, have already taken some steps in this direction. Electricity trade will also be significantly affected, as the cost of different production technologies will evolve according to their GHG emissions. This paper emphasizes even more the importance of harmonizing and integrating further electricity markets to avoid the proliferation of different regulatory practices that would inevitably decrease such trade opportunities.

Finally, in a world with incomplete and uncertain information, a considerable divergence and absence in published data in the assessed market were found (e.g. unknown hours when thermal generation in Quebec is online, different values of fuel market price as a proxy for oil electricity generation, etc.). Since there is no absolute correct answer in such context, the implications of this divergence on the net GHG emissions results is a research area to explore.

Acknowledgements

The authors would like to acknowledge the collaboration of Ontario's IESO (in providing data) and the preliminary work of Charles Méthot (in analyzing data). The financial support of the industrial partners of the International Chair in Life Cycle Assessment (a research unit of the CIRAIG) is also gratefully acknowledged. We are also grateful to referees for their constructive comments.

Appendix A

To the best of our knowledge, nothing was published on the validity of methodologies used to identify marginal technologies due to electricity trade. In order to validate the applied methodological procedure (section 2), and consequently, Table 4 results (marginal technology frequency) and the GHG quantification results (section 3.2), four different approaches (sub-sections) were proposed: (a) a graphical one, which directly leads to (b) a correlation analysis followed by a (c) normalization which brings additional information by looking at the relative change in the use of each technology. Finally, in (d), results were compared with published marginal technology information provided by some system operators.

In approaches (a), (b) and (c), only the hourly output by technology provided by the Ontario IESO was used, as the hourly production of every power plant remains confidential in most markets. However, even if the hourly production data in the New York, New England and New Brunswick markets is not publicly available, Table 4 results are compared to some information released in the corresponding system operator reports (Approach d).

a) *Graphical analysis*

The Ontario IESO provides "Generators Disclosure Reports" with hourly outputs of all power plants in Ontario. Power plants are classified as follow: nuclear, hydro, coal, wind and "other"

(i.e. waste management and residual from the wood industry), with the category “natural gas” only introduced after September 10th 2008. At the end of 2008, 16 power plants using nuclear technology, 15 using coal, 34 using natural gas, 44 using hydropower, 7 using wind and 7 using “other” technology were used to generate electricity in Ontario. After September 10th, the “Other” section decreased, dropping from an hourly average of 1,382 MWh to 137 MWh, suggesting that most “Other” production was mainly composed of natural gas production. Therefore, two data sets were used for validation. The first one contains desegregated data (i.e. between September 11th and December 31st, 2008) while the second one contains the aggregated data (i.e. between January 1st, 2006 and September 10th, 2008).

First, base and peak load plants composing the Ontario load duration curve over the 2006-2008 period are presented in Figure 3. Base load plants take up on the lower region of the load duration curve, are of a relatively larger capacity and operate practically throughout the year, at a stable load factor. However, peak load plants take up on the top portion of the load duration curve. In the event of a sharp peak load of short duration, less costly plants with higher fuel costs serve the same purpose.

As shown in Figure 4, nuclear and hydropower with large storage capacity were identified as base load stations and thermal power stations (coal and natural gas) are used as shoulder and peak load stations. Nuclear and hydro plants are always in operation, while coal and natural gas power plants utilization varies from zero (right-hand side of the Figure) to full capacity (almost 5,000 MW and 4,000 MW respectively, left-hand side of the Figure).

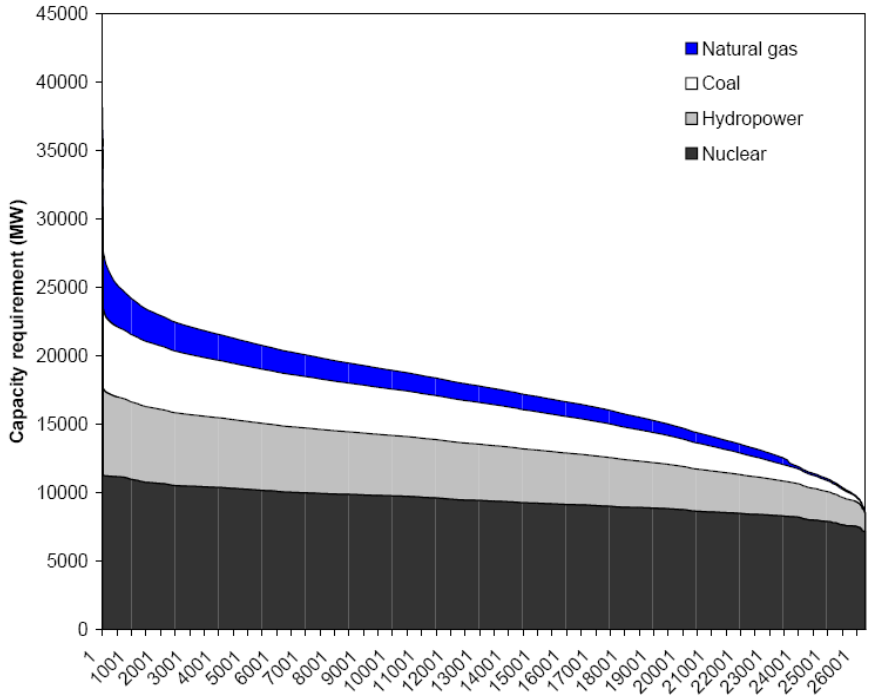


Figure 3. Load duration curve for Ontario over the 2006-2008 period (per hour): Base and peak load power plants.

Second, in order to identify the marginal technology, the Ontarian hourly electricity production by power plant, for the years 2006 to 2008, is displayed in Figure 4. The marginal technology is identified by the curve thickness and amplitude. The curve thickness is proportional to the hourly variation intensity of the electricity production (the ability to meet demand fluctuations) and the graph amplitude is proportional to the power plant operation flexibility level.

As wind output variation is not caused by demand and electricity market price fluctuations, but rather by the variability of the energy source (Gagnon et al., 2002), it is not presented and was ignored as a marginal technology. In Figure 4, the hydropower plant shows an important hourly variation of its electricity production followed by a good ability to meet demand fluctuations (Gagnon et al., 2002). It is also the case for the natural gas power plant, but to a lesser degree. However, their graph amplitudes are low in comparison to coal power plants, that have outputs varying from 0 to 6,000 MW, more than all other types. Coal power plants also show a good ability to meet demand fluctuations on an hourly basis. Therefore, as pointed out in Table 4, coal can be identified as the marginal technology. Finally, nuclear power plants showed the poorest

hourly variation for its electricity production, which is a characteristic of base load plants (Figure 3).

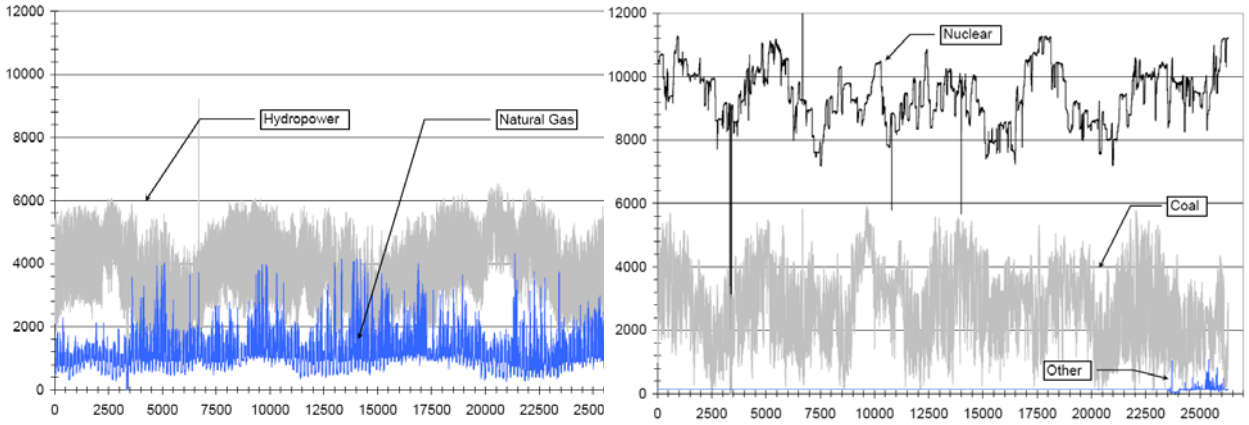


Figure 4. Hourly Ontario production (MWh) by power plant type over the 2006-2008 period (per hour).

b) *Correlation analysis*

The linear correlation between the total Ontarian electricity production and the total production by power plant was assessed. A high correlation with the total production means that the power plant is more responsive to total output than a power plant with a lower correlation.

Table 10 shows that coal, hydropower and natural gas plants are the most operated, responding to a variable total electricity production, which confirms the graphical validation (approach a). However, this analysis doesn't illustrate how coal, hydropower and natural gas plant are sensitive to the day-ahead hourly energy market price (i.e. for which power plants are the marginal technology).

Table 10: Correlation between total hourly Ontarian electricity production and the total production by power plant, 2006-2008.

	Coal	Hydropower	Nuclear	Other (including Natural gas)	Wind
Total Production (January 1st , 2006 to September 10th , 2008)	0.7945	0.6580	0.3947	0.6829	0.0531
Total Production (September 11th , 2008 to December 31th, 2008)	0.7716	0.8726	0.3250	Other (a)(0.2761) Natural gas (0.7770)	0.1167

(a) Waste management and residual waste from the wood industry.

A second linear correlation analysis was performed to assess the power plants' sensitivity to the energy market price. Once again, the correlation coefficient increases with the sensitivity of the power plant suggesting the marginal technology. The correlation results, presented in Table 11, highlight four observations. First, the coal power plant shows the highest correlation coefficient for the studied period and thus, can be identified as the marginal technology, which suggest the adequacies of the applied methodological procedure (section 2).

However, for the year 2007, "Other" power plants show the highest correlation coefficient. This second observation could be explained by the aggregation of the waste management, residual from the wood industry and natural gas electricity production, which could amplify the fluctuation of electricity production. However, this fluctuation increase doesn't mean that "Other" electricity production is the most sensitive to the energy market price. Indeed, when disaggregated for the year 2008, and this is the third observation, coal power plants become once again the most sensitive power plants to the energy market price. Therefore, it is expected, in the case of available disaggregated data for the year 2007, that coal power plants will show the highest correlation coefficient (i.e. marginal technology). The last observation underlines the hydropower and natural gas power plant sensitivity to the market price but in a less pronounced way than coal.

Table 11: Correlation between hourly energy market price and electricity production by power plant, 2006-2008.

	Coal	Hydropower	Nuclear	Other (including Natural gas)	Wind
2006	0.5587	0.4406	-0.022	0.5539	-0.0591
2007	0.5943	0.5234	-0.0853	0.7411	0.0127
2008	0.6321	0.4442	-0.0502	0.5539	-0.0627
2008 (a)	0.5489	0.5273	-0.1188	Other(b) (0.367) Natural gas (0.4141)	-0.0417

(a) Natural gas electricity production data was provided separately between Sept. 11th and Dec. 31st, 2008.

(b) Waste management and residual waste from the wood industry.

c) *Normalization analysis*

The normalization analysis consists in computing the relative change in the use of each technology, to identify which technology is the most responsive, on an hourly basis. A responsive technology varies its electricity production more than other technologies, and this is what this analysis points out. It allows validating if some power plants, such as coal, can be marginal units: if their use can quickly change according to fluctuating demand or price, then they can indeed be considered marginal units.

For each type of technology, the electricity production difference between a given hour (t) and the preceding one (t-1) is divided by the electricity production at (t-1). The technology showing the highest absolute value for such a calculation is defined as the marginal one. Once the normalization has been calculated, the frequency is then determined. Once again, the hourly output by technology provided by the Ontario IESO was used (more specifically, the second data set of the period between September 11th and December 31st, 2008).

As wind output variation is not caused by demand or price fluctuations, but only by wind variability, it can be ignored as a marginal technology. Referring to Table 12, coal, with the highest percentage among the presented dispatchable technologies, is the most adaptable one. These results also confirm the finding made by Zareipour et al. (2007) that "coal-fired generators are the most frequent Ontario market price setters, while expensive gas fired units are the main price setters during extreme demand hours".

Table 12: Frequency of highest relative hourly production change in Ontario's generation technologies (September 11th and December 31st, 2008).

	Frequency	
Wind	946	(35%)
Coal	760	(28%)
Hydro	362	(13%)
Natural gas	359	(13%)
Waste	284	(10%)
Nuclear	0	(0%)
Total	2,711	(100%)

d) *Published marginal technology: New England, New York and New Brunswick cases*

The New York, New England and New Brunswick hourly production data are not publicly available. To validate the identified marginal technology results in these regions, and consequently the applied methodological procedure (section 2), table 4 results were compared to the information released by system operators.

In New England, the identified marginal units are mostly natural gas units (ISO New England, 2009), which is seen in Table 4. However, ISO New England found that coal units were marginal 11% of the time in 2006, which is below the percentage presented in Table 4 (28 %). This difference is mainly explained by our use of New England average spot price at the Quebec interconnection, which values are lower than the New England average energy market price (see Table 13). Indeed, using the New England average energy market price decreases the coal frequency as a marginal technology. However, for our GHG emissions quantification objective,

using the New England average spot price at the Quebec interconnection is crucial because it points out the exact effect of Quebec electricity trade in this jurisdiction. Average energy market prices in markets around Quebec and at the Quebec interconnection are shown in Table 13 (IRC (ISOs/RTOs), 2009).

To a lesser degree for the New York market, natural gas power plants are also reported in 2007 to be marginal during a high percentage of hours (NYISO, 2008), which is also pointed out in Table 4. However, coal power plants are reported to be marginal only in 3% of the hours, in 2007, in contrast to 39% (see Table 4). Referring to Table 13, in 2007, the New York average energy market price is 33% above the New York average spot price at the Quebec interconnection.

Table 13: Average energy market prices (IRC (ISOs/RTOs), 2009) and Quebec interconnections spot price comparison.

		2006	2007	2008
Ontario IESO (Cdn$)	Average energy market prices (IRC)	48.75	50.51	51.67
	Quebec interconnection prices	46.34	47.85	48.83
New England ISO-NE	Average energy market prices (IRC)	62.74	69.57	83.91
	Quebec interconnection prices	60.92	67.99	69.05
New York NYISO	Average energy market prices (IRC)	73.10	76.57	90.09
	Quebec interconnection prices	54.90	57.56	66.35
New Brunswick NBSO (Cdn$)	Average energy market prices (IRC) (a)	-	-	-
	Used data (b)	64.87	67.10	80.18

(a) No central organized spot market exists within NBSO, therefore spot prices are not available for this region. NBSO operates a balancing market.

(b) The New England spot price at the New Brunswick interconnection was used as a proxy.

Replacing New York average spot price at the Quebec interconnection by the New England[33] average spot price at the Quebec interconnection was tested in order to assess New York coal marginal frequency when higher values are used. This should back up the hypothesis that using

[33] The New York hourly Average energy market prices were not available on the NYISO website.

values close to the New York energy market price brings coal's marginal frequency close to 3 %. Even if the New England average spot price at the Quebec interconnection is below the New York average energy market price (see Table 13), coal power plants marginal frequency decreased from 39% to 18% of the hours, in 2007. Therefore, it is expected that using New York average energy market price would bring the result of Table 4 close to the ones reported by NYISO.

Once again, despite the observed differences, using New York average spot price at the Quebec interconnection is crucial, as it points out the exact effect of its electricity trade with the province of Quebec. Consequently, Table 4 represents the result of disaggregating adjacent market electricity trade consequences with the province of Quebec from their overall trading consequences (e.g. marginal technologies frequencies specific to New York trading with the province of Quebec versus marginal technologies frequencies specific to total New York trading).

For the New Brunswick market, as long as the New England spot price at the New Brunswick Interconnection can be used as a proxy for the Quebec interconnections, the validation for the Ontario, New England and New York also suggests the adequacies of the values presented in Table 4.

References

Amor, M.B., Lesage, P., Pineau, P.-O., Samson, R., 2010. Can distributed generation offer substantial benefits in a Northeastern American context? A case study of small-scale renewable technologies using a life cycle methodology. Renewable and Sustainable Energy Reviews 14, 2885-2895.

Bare, J., Norris, G., Pennington, D., McKone, T., 2003. TRACI, Tool for the Reduction and Assessment of Chemical and Other Environmental Impact. Journal of Industrial Ecology 6 49–78.

Billette de Villemeur, E., Pineau, P.-O., 2010. Environmentally damaging electricity trade. Energy Policy 38, 1548-1558.

Champlain Hudson Power Express, 2010. Champlain Hudson Power Express project Champlain Hudson Power Express project. http://www.chpexpress.com/index.php.

Commonwealth of Massachusetts, 2008. Global Warming Solutions Act. Senate No. 534, Boston: Commonwealth of Massachusetts. http://www.mass.gov/dep/air/climate/gwsa_docs.htm#implement.

Commonwealth of Massachusetts, 2009. Statewide Greenhouse Gas Emissions Level: 1990 Baseline and 2020 Business As Usual Projection. Regulatory Authority: MGL Boston: Commonwealth of Massachusetts., p. 15.

Dones, R., Bauer, C., Bolliger, R., Burger, B., Faist Emmenegger, M., Frischknecht, R., Heck, T., Jungbluth, N., Röder, A., Tuchschmid, M., 2007. Life Cycle Inventories of Energy Systems: Results for Current Systems in Switzerland and other UCTE Countries. Ecoinvent, Dübendorf,CH, p. 185.

EIA, 2010a. Coal News and Markets Archive Coal News and Markets. http://www.eia.doe.gov/cneaf/coal/page/coalnews/cnmarchive.html.

EIA, 2010b. Cost and Quality of Fuels for Electric Plants 2007 and 2008. Office of Coal, Nuclear, Electric and Alternate Fuels Washington, DC, p. 69.

EIA, 2010c. Natural Gas Futures Prices (NYMEX) (Dollars per Million BTU), Natural Gas Futures Price. http://tonto.eia.doe.gov/dnav/ng/ng_pri_fut_s1_d.htm.

EIA, 2010d. Utility, Non-Utility, and Combined Heat & Power Plant Database Form EIA-906, EIA-920, and EIA-923 Databases. http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/page/eia906_920.html.

EIA, 2010e. Voluntary Reporting of Greenhouse Gases Program-Fuel Emission Factors, Fuel and Energy Emission Factors. http://www.eia.doe.gov/oiaf/1605/emission_factors.html.

EIA, 2010f. Weekly Cushing, OK WTI Spot Price FOB (Dollars per Barrel), Petroleum Navigator. http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/hist/rwtcW.htm.

Environment Canada, 2008. National Inventory Report 1990—2006: Greenhouse Gas Sources and Sinks in Canada–The Canadian Government's Submission to the UN Framework Convention on Climate Change. Greenhouse Gas Division., Gatineau, Qc, p. 650.

Environment Canada, 2010. National Inventory Report 1990-2008: Greenhouse Gas Sources and Sinks in Canada, Part 3. Greenhouse Gas Division., Gatineau, Qc, p. 133.

FERC, 2008. Petition of Northeast Utilities Service Co and NSTAR Electric Co for Declaratory Order in EL09-20,(replacement for 20081212-5134 filed on December 13, 2008). Federal Energy Regulatory Commission, Washington, DC, p. 34.

FERC, 2009. 2008 State of the Markets Report. Federal Energy Regulatory Commission, Washington, DC, p. 80.

Gagnon, L., Belanger, C., Uchiyama, Y., 2002. Life-cycle assessment of electricity generation options: The status of research in year 2001. Energy Policy 30, 1267-1278.

Harris, C., 2006. Electricity markets : pricing, structures and economics. John Wiley & Sons, Chichester ; Hoboken, NJ.

Huang, Y.A., Weber, C.L., Matthews, H.S., 2009. Categorization of Scope 3 Emissions for Streamlined Enterprise Carbon Footprinting. Environmental Science & Technology 43, 8509-8515.

Hydro-Quebec, 2010a. Annual Report 2009 - Shaping the Future. Hydro-Québec, Montreal, QC, p. 120.

Hydro-Quebec, 2010b. Strategic Plan 2009–2013. Hydro-Québec, Montreal, QC, p. 94.

Hydro-Quebec, 2010c. Sustainability Report 2009. Hydro-Québec, Montreal, QC, p. 44.

Hydro-Quebec TransEnergie, 2010. Path Diagram – Metered interchanges (MW), Hydro-Québec TransEnergie-OASIS. www.transenergie.com/oasis/hqt/en/schemas.htmlx.

IEA, 2009. CO2 Emissions From Fuel Combustion, 2009 ed. OECD/International Energy Agency., Paris, France.

IESO, 2010."Market Summaries", Ontario Independent Electricity System Operator, Market Summaries. www.transenergie.com/oasis/hqt/en/schemas.htmlx.

IRC (ISOs/RTOs), 2009. North American Grid Operators Release Report on Market Efficiencies, p. 35.

ISO New England, 2009. 2007 New England Marginal Emission Rate Analysis. ISO New England, New England, US, p. 30.

ISO New England, 2010. Historical Data – Hourly Zonal Information, Hourly Zonal Information. www.iso-ne.com/markets/hstdata/znl_info/hourly/index.html.

ISO., 2006. ISO 14064-1:2006 Greenhouse gases —Part 1: Specification with guidance at the organization level for quantification and reporting of greenhouse gas emissions and removals., p. 30.

Matthews, H.S., Hendrickson, C.T., Weber, C.L., 2008. The Importance of Carbon Footprint Estimation Boundaries. Environmental Science & Technology 42, 5839-5842.

NEB, 2009a. Electricity Exports and Imports Monthly Statistics for December 2006. National Energy Board, Calgary, AB, p. 30.

NEB, 2009b. Electricity Exports and Imports Monthly Statistics for December 2007. National Energy Board, Calgary, AB, p. 30.

NEB, 2009c. Electricity Exports and Imports Monthly Statistics for December 2008. National Energy Board, Calgary, AB, p. 30.

NYISO, 2008. Fuel Diversity in the New York Electricity Market. NYISO, New York, US, p. 40.

NYISO, 2010. Market Data Exchange – Day-Ahead Market LBMP, Pricing Data. www.nyiso.com/public/market_data/pricing_data.jsp.

Pineau, P.-O., Lefebvre, V., 2009. The value of unused interregional transmission: Estimating the opportunity cost for Quebec (Canada). International Journal of Energy Sector Management 3, 406-423.

Spath, P.L., Mann, M.K., 2000. Life Cycle Assessment of a Natural Gas Combined-Cycle Power Generation System. NREL/TP-570-27715. National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, p. 56.

Spath, P.L., Mann, M.K., Kerr, D.R., 1999. Life Cycle Assessment of Coal-fired Power Production. NREL/TP-570-25119. National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, p. 172.

Statistics Canada, 2008a. Electric Power Generation, Transmission and Distribution 2006. Minister of Industry, Ottawa, ON, p. 44.

Statistics Canada, 2008b. Report on Energy Supply and Demand in Canada 2006 Minister of Industry, Ottawa, ON.

Statistics Canada, 2009a. Electric Power Generation, Transmission and Distribution 2007. Minister of Industry, Ottawa, ON, p. 44.

Statistics Canada, 2009b. Report on Energy Supply and Demand in Canada 2007 Minister of Industry, Ottawa, ON.

Statistics Canada, 2010a. CANSIM Table 176-0067 - Foreign exchange rates in Canadian dollars, daily (Dollars unless specified), V121716 Canada; United States dollar, noon spot rate (02-Oct-1950 to 11-Feb-2009). Statistics Canada, Ottawa, ON.

Statistics Canada, 2010b. Report on Energy Supply and Demand in Canada 2008. Minister of Industry, Ottawa, ON.

TCR, 2010. General Reporting Protocol, The Climate Registry - Protocols. http://www.chpexpress.com/index.php.

Tester, J.W., Drake, E.M., Driscoll, M.J., Golay, M.W., Peters, W.A., 2005. Sustainable energy : choosing among options. MIT Press, Cambridge, Mass.

WBCSD/WRI, 2007. The Greenhouse Gas Protocol. World Business Council for Sustainable Development and World Resources Institute, Geneva, CH, p. 116.

Zareipour, H., Bhattacharya, K., Canizares, C.A., 2007. Electricity market price volatility: The case of Ontario. Energy Policy 35, 4739-4748.

ANNEXE 3: ARTICLE 3-IMPLICATIONS OF MODELING TEMPORAL ASPECTS OF ELECTRICITY SUPPLY: LCA OF RENEWABLE DISTRIBUTED GENERATION IN THE NORTHEASTERN AMERICAN MARKET

Mourad Ben Amor [a,*], *Caroline Gaudreault*[b], *Pierre-Olivier Pineau*[c] *and Réjean Samson*[a]

[a] CIRAIG-École Polytechnique de Montréal, Department of Chemical Engineering, P.O. Box 6079, (Qc), Canada H3C 3A7

[b] National Council for Air and Stream Improvement, P.O. Box 1036, Station B, Montreal (Qc), Canada H3B 3K5

[c] CIRAIG-HEC Montréal, 3000 Chemin de la Côte-Sainte-Catherine, Montreal (Qc), Canada H3T 2A7

KEYWORDS. consequential LCA, hourly marginal technology, electricity trade analysis, renewable energy systems.

ABSTRACT.

Electricity supply data is frequently cited as a significant hot spot in Life Cycle Assessment (LCA) results. Despite its importance, however, there continues to be a lack of detailed and reliable data regarding electricity supply in LCA. This article aims to demonstrate the usefulness of electricity trade analysis for integrating temporal aspects of electricity supply modeling and establishing reliable data for LCAs. Distributed generation using renewable energy production was applied as a case study to show how electricity trade analysis (proposed approach) is relevant in refining estimates when environmental impact abatements are assessed in comparison to the conventional approach used in LCA. Grid-connected photovoltaic panels (3 kWp mono- and poly-crystalline) and micro-wind turbines (1, 10 and 30 kW) were investigated in addition to the hourly electricity exchanges between Northeastern American jurisdictions (Quebec, New

Brunswick, New England, New York and Ontario). The latter data were compared to calculate fuel costs to establish the time variations of marginal electricity production technologies. LCA results show that environmental impact abatements calculated using the proposed approach can be significantly different from those obtained using a more conventional approach (up to 200% difference). Recommendations are provided to address this issue of differing results.

1. Introduction

LCA researchers agree that there are two main approaches to life cycle assessment (LCA): attributional LCA (ALCA) and consequential LCA (CLCA) [1, 2]. ALCA aims to describe the environmentally relevant physical flows to and from a life cycle and its subsystems [3], whereas, CLCA seeks to describe how environmentally relevant physical flows will change as a consequence of the analyzed decisions [4]. The distinction between ALCA and CLCA was developed in the process of resolving methodological debates including the choice of data [5]. Average data, used for ALCA, represent the average environmental burdens for producing a unit of good or service in the system [5], while marginal data, used for CLCA, represent the effects of a small change in the output of goods or services in the environmental burdens of the system [4]. The differences between average data and marginal data are illustrated in the next section through the example of electricity supply data.

1.1. Electricity supply data in LCA

Electricity supply data is frequently cited as significant hot spot in LCA results [6, 7]. LCAs are typically performed using attributional approaches and hence, electricity production has been modeled using electricity supply average data (also called grid mix data). These data represent all power plants producing electricity at a given period of time and a geographic delimitation such as a country or a region [7]. The major assumption behind modeling electricity supply average data is that any increase or decrease in electricity demand results in an increase or decrease in supply from all power plants supplying a given geographic delimitation proportionally to their averaged contribution. With current knowledge on the different LCA approaches, the need for CLCA to use marginal data for electricity production becomes evident. To do so, a distinction between short- and long-term time horizons is required. A short-term marginal data represents changes in the use of the existing power plant production capacity i.e., the change in generation from the

available power plants [4, 8]. A long-term marginal data represents changes in the production capacity and/or technology and, therefore, is an estimate of the next power plant likely to be built in the case of a growing market given potential constraints (e.g., economic, political, and resource) [4, 8]. The major assumption behind marginal data modeling is that a power plant that operates to provide electricity at the margin is more likely to respond to a change in electricity demand than the average contribution of all power plants to the grid. Choices made when modeling average or marginal data, including the type of marginal data, can have considerable implications on LCA results.

Electricity production modeling using average data: From an average data perspective, a common way of modeling electricity supply considers the national grid mix, such as the US average mix, which unrealistically simplifies the complexity of the grid [9]. Even if electrons are equal during their consumption, their generation plant is not the same and the distance they travel is generally minimized given the technical constraints of transmission lines [10, 11]. Recent studies, modeling state consumption mixes in the US context (i.e., state generation mixes including imports), compared their results with different commonly used ways of modeling electricity supply (i.e., US average mix, state generation mixes). Significant variations (more than 100%) were observed for LCA results [10-12].

Electricity production modeling using marginal data: Marginal data related to electricity supply is often considered too complex to be modeled accurately [4, 11]. Therefore, LCA studies often assume one specific marginal technology [13, 14], even in cases where several are at the margin at different times. A stepwise procedure was proposed to avoid unjustified assumptions [8]. This procedure consists in determining the scale and time horizon of the studied change, the market delimitation and trend, the production constraints and the technologies most sensitive to change. Nevertheless, this procedure also only highlights one marginal technology [8]. Earlier work has identified long-term marginal electricity production technologies for the Nordic and the German electricity systems as a function of time by using an energy system analysis model in combination with LCA [15, 16]. Results from this work clearly showed how long-term effects include consequences for investments in multiple technologies rather than solely on one marginal technology. From a short-term perspective, the consequences of an increased electricity demand are likely to concern a mixture of technologies producing peak load and base-load electricity [4,

11]. Power plants that turn on to provide power on the margin use different fuels changing as a function of the electricity demand [10, 11]. Despite frequent focus on the short-term perspective [8], LCA studies taking into account the time varying nature when modeling short-term marginal data for electricity supply are surprisingly missing from the literature. The few identified papers integrating such temporal aspects faced different limitations such as approximating the dispatch order of power plants [17] or not accounting for the hourly energy flows between electricity markets [18]. In a context of increased deregulation, information regarding which power plant is considered "marginal" is strategic and therefore often not publicly available. Hence, a procedure for integrating the short-term time variations of marginal technologies is important. Such a procedure could be relevant in refining the estimates when environmental impact abatements are assessed, as it is the case with the increased implementation of renewable portfolio standards [10], including renewable distributed generation.

1.2. LCA of electricity supply using distributed generation

Distributed generation (DG) using renewable energy systems (RES) is often proposed as a sustainable solution to comply with current energy policies such as reducing greenhouse gas emissions and adding supply to meet increasing demand [19]. Recent work modeling DG life cycle environmental impacts using RES, and more precisely grid-connected photovoltaic panels and micro-wind turbines in the province of Quebec, showed the potential environmental impact abatements as long as Quebec adjacent electricity markets (i.e. Northeastern American market) are considered and only when oil centralized electricity production is displaced in a short-term perspective [20]. However, the presented study results didn't consider hourly RES generation variations and the hourly variations of short-term marginal electricity production technologies, as previously mentioned. Ignoring changes in time could reduce the relevance of the study results.

1.2. Purpose of the study

The primary objective of this paper was to assess the implications of incorporating temporal aspects of electricity supply into LCA. Environmental impact abatements of distributed generation (DG) using renewable energy system (RES) were estimated and compared to conventional LCA approaches to assess such implications. More concretely, temporal variations of electricity supply were modeled and the results were used to estimate displaced types and

quantity of fuel saved from the affected short-term marginal electricity production technology, and, thus, to assess the environmental impact abatements using micro-wind turbines and photovoltaic panels. It is anticipated that these results will help in answering the following questions: What is the potential environmental impact abatements in the Northeastern American market from the selected RES, when a time varying marginal electricity production technology is taking into account? and how do these estimates differ from those obtained using the conventional approach?

2. Materials and methods

One of the objectives of DG using RES is to reduce greenhouse gas emissions associated to electricity use. Given the time-varying output of RES and the diverse set of electric generators in the power plant fleet, there is considerable uncertainty regarding the actual environmental benefits of RES in the Northeastern American market. Using historical generation information to estimate units that would have reduced their electricity production in response to the output from a renewable source such as the assessed grid-connected photovoltaic panels and micro-wind turbines, provide a realistic picture of the current grid operation. In addition, this method, also termed accounting method, is particularly well suited for examining the impact of adding a small quantity of electricity to the electricity generating system [21], as it is the case of DG in the province of Quebec (Canada). Indeed, DG has recently gained support from the province of Quebec. Therefore, expecting high penetration rates and adverse impacts of RES generation on the electric utility such as “redispatch” is unsuited for a short-term perspective. For this reason, a three-step methodology is proposed and discussed in the following sections.

2.2. Identification of the hourly marginal electricity production technology

The HOMER software (computer model for evaluating design options for both off-grid and grid-connected power systems for remote, stand-alone, and DG applications) was used to compile, for one year, hourly wind speeds and solar radiations from measured average monthly values [22]. The selected average monthly values are representative of climatic conditions prevailing in the province of Quebec (Canada) [23]. Annual wind speeds of 7; 5.6 and 3.5 (m/s) and solar radiations of 1387; 1230 and 1067 (kWh/m2/year) represent the selected above average, average and below average conditions in the province of Quebec, respectively. Compiled average

monthly values corresponding to each condition are available in the supporting information (section 1).

Mono- and poly-crystalline photovoltaic panels (3kWp) with slanted roof mounting systems were selected because of their frequent installation, as well as micro-wind turbines (1, 10 and 30 kW) including their respectively commonly used tower heights (10, 22 and 30 m). Technical specifications of the selected grid-connected RES including the performance of the inverter and all the necessarily connections were also considered [20]. Finally, the synthetized variable hourly wind speeds and solar radiations were used to estimate hourly energy production for each selected RES and the total energy production per year. Compiled values corresponding to each RES electricity production are available in the supporting information (section 2). Once the hourly energy production for each selected RES was estimated, previous work methodology was adapted as follows to identify the hourly marginal electricity production technology as a consequence of RES production in each Quebec adjacent market [24]: As the province of Quebec is active in electricity trading with its adjacent jurisdictions (i.e., Ontario, New Brunswick, New England, New York) [25], identifying their respective marginal electricity production technology had to be considered. Hourly RES generation can then be matched with the hourly marginal electricity generation and the consequence of RES generation on the right marginal electricity production technology can be assessed. Marginal electricity production technology is defined as the last power plant in the merit-order of all power plants needed to meet electricity demand and which output varies with small changes in local market conditions [26].

To single out the marginal electricity production technology for each of the jurisdictions considered in this study, the following steps were proposed:

I. Estimating fuel cost (i.e. marginal production cost) of electricity generation by fuel type;

II. Collecting the day-ahead hourly electricity market prices from the independent system operators in New England, New York and Ontario (ISO NE, ISO NY and IESO);

III. Comparing the fuel cost with the day-ahead hourly electricity market prices and identifying hourly marginal electricity production technology in each Quebec adjacent market.

For the case study evaluated in this paper, the 2006-2008 period was selected for data availability. Fuel costs estimation is crucial to assess the plant rank according to merit order [26]. They reflect the plant's heat rate (Btu/kWh) and its fuel market price [26]. Coal, natural gas and oil power plant heat rates were estimated for Quebec adjacent markets over the 2006-2008 period based on data from Statistics Canada [27, 28] and the U.S. Energy Information Administration (EIA) electricity database [29]. The fuel market price (i.e. US$ per short ton of coal, thousand cubic feet of natural gas and barrel of oil) were also collected over the same period from the EIA fuel market price databases [30-32]. Supporting information provides complementary technical details on fuel cost estimates (section 3). The day-ahead hourly electricity market prices were provided, for the US jurisdictions, by the independent system operator ISO NE and NY ISO and, for Ontario, by the Hourly Ontario Energy Price [33-35]. As a consequence to data availability for the New Brunswick jurisdictions, New England day-ahead hourly electricity market price at the New Brunswick interconnection was used as a proxy.

As previously mentioned, fuel costs and day-ahead hourly electricity market prices were compared to single out the hourly marginal electricity production technology for each of the considered jurisdictions. For example, if, at a given hour, the day-ahead hourly electricity market price is below the lower value at which natural gas production can be profitable, and falls within the range of prices where coal production covers its fuel cost, coal is identified, during that hour, as the marginal electricity production technology. In that case, if Quebec electricity imports from a given adjacent jurisdiction occur under such conditions, coal power plants are assumed to be affected by increasing their production to meet the adjacent market increased demand. However, if Quebec electricity exports occur under such conditions, coal power plants are assumed to decrease their production, as lower requirement is needed to meet adjacent market electricity demand. It is assumed that electricity exchanges are not sufficient to cause a shift from a fuel type to another and no local network constraints would justify out of merit power plant dispatching.

Once the hourly marginal electricity production technology in each Quebec adjacent market is identified, matching the consequence of the estimated RES hourly generation, when it occurs, to the right marginal electricity production technology is straightforward. If one of the selected RES is not producing electricity, no offsets of centralized electricity generation can occur during that

time (i.e. hour). On the other hand, during RES generation, the province of Quebec could be importing or exporting electricity from or to the adjacent jurisdictions. It was assumed that, during Quebec imports due to its increased electricity demand, the marginal technology in the adjacent jurisdictions responding to Quebec imports would decrease its production by the part that RES is able to cover. On the other hand, during Quebec exports, it was assumed that marginal technology in the adjacent jurisdictions will decrease its production, as lower requirement is needed from these technologies, by the part equivalent to the RES production. Finally, the marginal consequence of RES generation (i.e. decrease of the marginal technology electricity production in the Quebec adjacent markets) was assumed to be proportional to the magnitude of RES generation due to unavailable data on transportation losses.

2.2. Assessment of the life cycle environmental impact abatements technology

This section describes the methodology employed to estimate the life cycle environmental impact abatements. To do so, the emission rates of each of the assessed RES as well as the emission rates of each of the identified hourly marginal electricity production technology in each Quebec adjacent market must be estimated.

During a given hour, life cycle environmental impact abatements for the assessed RES (e.g. 30 kW micro-wind turbine) can be determined by subtracting the life cycle emissions (not emitted) of the affected centralized marginal electricity production technology (decreasing its electricity production) from the life cycle emissions released by that given RES. This is repeated for each hour over the entire 2006-2008 period. Finally, the overall life cycle environmental impact abatements of a given RES generation (at a given Quebec adjacent market) is calculated by summing up all the subtractions made corresponding to each hour of the 2006-2008 period. This summation is repeated for each of the assessed RES and for each Quebec adjacent market. The functional unit is 1 kWh of electricity produced in the province of Quebec, including exchanges in the Northeastern American electricity market, therefore, summation results for each of the assessed RES is divided by the total amount of electricity generated by each RES during the 2006-2008 period. Here also, each RES electricity production is available in the supporting information (section 2).

Emission rates of the investigated RES and marginal electricity production technology in each Quebec adjacent market were estimated as follows. Emission rate estimates of each investigated RES is based on the life cycle inventory previously modeled [20] and adapted using the hourly RES generation results to ensure the variability integration of RES generation. Emission rate estimates cover all the life cycle stages (i.e., from resource extraction, the production of the energy including the installation and the decommissioning of the infrastructure). The list of materials of the selected RES were obtained from manufacturers and completed with the ecoinvent database [36-38]. The IMPACT 2002+ impact assessment method was selected because midpoint characterization potentials are converted to four damage characterization results: Human health (DALY/kWh), ecosystem quality (PDF*m^2*year/kWh); climate change (kg CO_2eq/kWh) and resources (MJ primary/kWh) [39]. The Simapro software was used for modeling [40], and, once again, representative climatic conditions prevailing in the province of Quebec (i.e. above average, average and below average conditions (section 2.1)) were considered for the emission rate estimation. The final estimates are available in the supporting information (section 4).

Marginal centralized electricity production technology emission rates were also assessed for the four Quebec adjacent markets. Heat rate (Btu/kWh) and GHG emission rates (kg CO_2/Btu, kg CH_4/Btu and kg N_2O/Btu) corresponding to the operation stage of centralized electricity production (i.e., coal, natural gas and oil power plant) were determined from EIA data tables [41] and completed with the eGrid database to include nitrogen oxides and sulfur dioxides emissions rates (kg NO_x/Btu and kg SO_2/Btu) [42]. Mercury emission rates corresponding to the coal power operation stage was also included from the eGrid database. The ecoinvent database was adapted by including the previously mentioned data and the IMPACT 2002+ method was applied for the life cycle environmental impact assessment. The final estimates are available in the supporting information (section 5).

2.3 Assessment of methodological choice implications

This section describes the methodology used to compare results obtained from the presented conventional approaches to those obtained using the proposed one. As previously stated, the average approach entails the use of the consumption supply mix data (i.e. production mix

including imported electricity) that can be based on different geographic delimitations such as a country or a region. In the present case study, various regional mixes could be used. As the assessed RES are located in the province of Quebec (Canada), a first option was to consider regional delimitation. Both Quebec production and consumption mixes could also be taken into account. However, as electricity is transferred between the province of Quebec and its adjacent jurisdictions with very different mixes, using the production mix could result in incorrect conclusions [12]. Therefore, the Quebec consumption mix has been selected as a first scenario to estimate the life cycle environmental impact abatements as a consequence of RES generation. Such a scenario underlines the hypothesis that all power plants composing the Quebec consumption mix are more likely to respond during RES production by their average contributions to the grid. The national average could also consider the Canadian or the North American grid mixes. However, with a small net electricity importer or a net electricity exporter, using a larger geographic scale is less appropriate [43]. Referring to the total amount of transferred electricity over the 2006-2008 period [24], the province of Quebec is classified as a net electricity exporter which justifies the choice of using the Quebec consumption mix.

Beyond the choice of average electricity consumption mix, marginal generation technology is also of importance [10, 11]. Hence, in this study, the results obtained using the proposed approach were also compared with those obtained with the stepwise procedure for identifying affected technologies [8]. When applied to the Northeastern American context, the stepwise procedure results showed that oil and natural gas power plants are the short-term marginal electricity production technology and therefore can be chosen to estimate the life cycle environmental impact abatements as a consequence of RES generation [20]. As previously mentioned, an explicit line of simplification when oil or natural gas is selected as the marginal electricity production technology is to ignore the time variations of the electricity system. This means that electricity is modeled as a static system and that, from a short-term perspective, RES generation consequences will unlikely affect a mixture of peak- and base-load electricity production power plants.

3. Results and discussion

3.1 Hourly marginal electricity production technology in each Quebec adjacent market

The frequency of marginal electricity production technologies as a consequence of RES generation in Quebec average climatic conditions, shown in Table 1, depends on the investigated RES and the Quebec adjacent jurisdiction. In fact, coal-fired generators represent a more frequent marginal electricity production technology in Ontario market than natural gas units in other jurisdictions. The same trend is observed when RES generation is considered under above and below Quebec average conditions (see supporting information (section 6). In addition, Table 1 results show how marginal electricity production is not solely based on one marginal technology but on a complex set of them that are able to meet the hourly demand, as recently underlined for the long-term perspective [15, 44]. With the variability of renewable energy sources, identifying the consequence of RES generation on the right marginal electricity production technology as a function of time is important in assessing a refined estimate of environmental impact abatements.

Table 1: Marginal technology in Quebec adjacent markets: % of hours during 2006-2008 (W30, W10, W1, PVm and PVp refer to micro-wind 30 kW, micro-wind 10 kW, micro-wind 1 kW, 3 kWp mono-crystalline, 3 kWp poly-crystalline).

		Marginal technology				No RES generation (a)
		Hydropower	Coal	Natural Gas	Oil	
Ontario	W30	20%	**65%**	11%	0%	4%
	W10	20%	**66%**	11%	0%	2%
	W 1	20%	**65%**	11%	0%	4%
	PVm	8%	**36%**	9%	0%	47%
	PVp	8%	**36%**	9%	0%	47%
New Brunswick	W30	4%	37%	**53%**	2%	4%
	W10	4%	38%	**54%**	2%	2%
	W 1	4%	38%	**53%**	2%	4%
	PVm	1%	15%	**36%**	1%	47%
	PVp	1%	15%	**36%**	1%	47%
New England	W30	4%	37%	**53%**	2%	4%
	W10	4%	38%	**54%**	2%	2%
	W 1	4%	38%	**53%**	2%	4%
	PVm	1%	15%	**36%**	1%	47%
	PVp	1%	15%	**36%**	1%	47%
New York	W30	4%	37%	**53%**	2%	4%
	W10	4%	38%	**54%**	2%	2%
	W 1	4%	38%	**53%**	2%	4%
	PVm	1%	15%	**36%**	1%	47%
	PVp	1%	15%	**36%**	1%	47%

(a) No RES generation refers to the hour percentage when no marginal electricity production technologies decrease their production due to the variability of RES production.

3.2 Life cycle environmental impact abatements as a consequence of RES generation

Life cycle environmental impact abatements per kWh as a consequence of RES generation and as a function of Quebec adjacent markets are shown in Figure 1. Contributions of the different types of marginal electricity production technologies to the total environmental impact abatements are also illustrated. These contributions consider marginal electricity production technology frequencies (Table 1) in addition to their emission rate intensities (e.g. kg CO_2 eq/kWh). For

example, looking at the climate change indicator in Figure 1, the contribution of New Brunswick's coal-fired generators to the total climate change impact abatement is more significant than natural gas units, even if natural gas units represent the most frequent marginal electricity production technology in the New Brunswick market (Table 1). This shift is explained by the high intensity of coal-fired generator emission rates (kg CO_2 eq/kWh). The final estimates of the emission rates are available in the supporting information (section 5).

Results presented in Figure 1 are useful in, first, comparing RES based on their respective life cycle environmental impact abatements calculated in CLCA. Figure 1 results are also valuable to be compared to the life cycle environmental impacts obtained using ALCA (i.e. without considering any abatement due to affected centralized electricity production technology). This last comparison might be of interest in order to assess the methodological choice implications on the study conclusions (CLCA and ALCA conclusions). All ALCA environmental impacts are available in the supporting information (sections 4 and 5). When average Quebec climatic conditions are considered, micro-wind 30 kW shows less environmental impacts than the 3kWp poly-crystalline photovoltaic panel, using ALCA, for all IMPACT 2002+ damage indicators. However, when applying CLCA using the methodology developed in this article, different results are obtained, as illustrated in Figure 1. No significant differences are noted between the micro-wind 30 kW and the 3kWp poly-crystalline photovoltaic panel for the ecosystem quality, the climate change and the resources indicators, even if the 3kWp poly-crystalline photovoltaic panel shows a higher frequency of no generation (see Table 1). From the human health indicator perspective, the ranking between the two systems varies depending on the assessed markets. The resource abatements using micro-wind turbines are slightly higher than those obtained for the photovoltaic panels. Depending on the investigated Quebec adjacent market, the range is from 0 to 5% in comparison to the 109% based on ALCA results. The climate change abatement estimates range from 1 to 20 % in comparison to 96 %, once again based on the ALCA results. Finally, for the human health indicator, the presented ranking between the two systems also changes. In fact, Figure 1 shows that the human health abatements obtained for the photovoltaic panels are slightly higher than those for the micro-wind turbines. The only exception is the New York electricity market where the micro-wind turbines still show a higher abatement in comparison to photovoltaic panels. Below and above average Quebec climatic conditions were

also considered and results are included in the supporting information (section 7). The highlighted observations remain the same while abatement intensity decreases or increases when below or above average climatic conditions are respectively considered. These observations show how new knowledge is generated when RES generation consequences are taken into account. These observations are in accordance with previous work highlighting how ALCA and CLCAs yield complementary knowledge [45, 46].

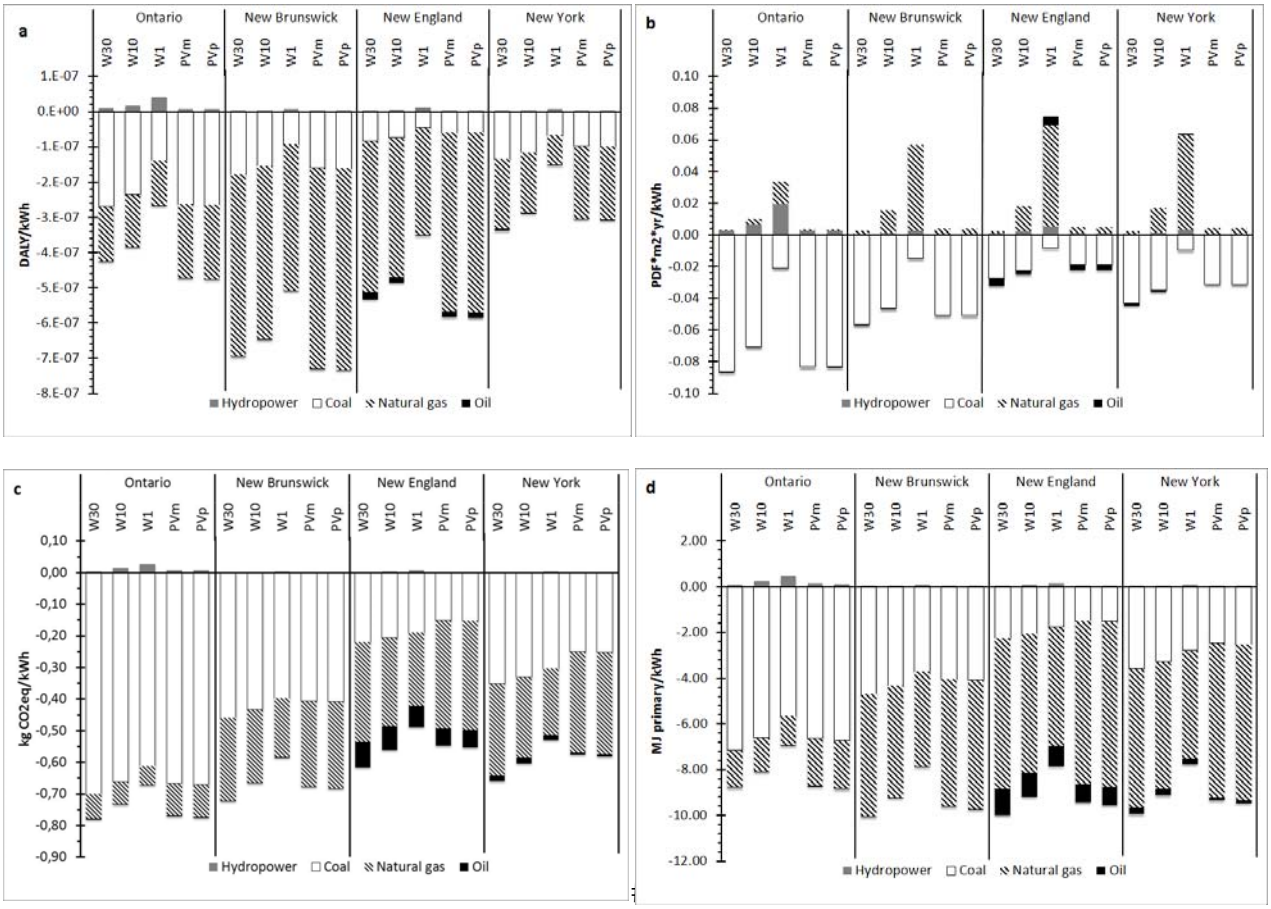


Figure 1. Life cycle environmental impact abatements in Quebec adjacent market as a consequence of RES generation in average Quebec climatic conditions (a, b, c and d refer to Human Health, Ecosystem Quality, Climate Change and Resources; W30, W10, W1, PVm and PVp refer to micro-wind 30 kW, micro-wind 10 kW, micro-wind 1 kW, 3 kWp mono-crystalline, 3 kWp poly-crystalline).

3.3 Methodological choice implications

It is possible to compare Figure 1 results to those (i.e. CLCA environmental impact abatements) obtained using average production data as well as those obtained using the identified static marginal electricity production technologies (all described in section 2.3). Results, shown in Figure 2, are detailed below.

Average data use and comparison with the proposed approach: Quebec's average consumption mix of electricity is composed of 95.1 % hydropower, 3.2 % nuclear, 0.7% coal, 0.5 % natural gas and 0.2% of wind power [47]. When the Quebec consumption mix is chosen to estimate life cycle environmental impact abatements as a consequence of RES generation, Figure 2 shows the absence of environmental impact abatement. One exception can be identified when the resource impacts are considered and when using micro-wind 30 kW. Indeed, for the human health indicator, values are 108% to 154% lower than those obtained by applying the proposed approach. The same tendency is observed for ecosystem quality and climate change indicators (reductions of 116% to 231% and 100% to 120%, respectively). For the resources indicator, even if micro-wind 30 kW electricity generations shows a potential benefit using the average Quebec consumption mix, abatement values are also lower than those obtained with the proposed approach (100% to 125% lower). Keeping in mind the large percentage of hydropower in Quebec's average consumption mix (95%), using average data assume that the decrease of the supply from all power plants is proportional to their contribution to the grid, whereas Table 1 shows that the frequency of hydropower being a marginal technology is between 1 and 4 %. These percentages are slightly higher in the case of the Ontario jurisdictions (from 8 to 20 %). Hence, using the Quebec's average consumption mix overestimates hydropower as being marginal and underestimates the life cycle environmental impacts abatement to such an extent that a biased conclusion is reached which may convince a decision maker to avoid deploying DG in the Northeastern American market.

Marginal data use and comparison with the proposed approach: Oil and natural gas fired plants are identified as marginal technologies when the conventional approach is applied (i.e., the step wise procedure [8]). Figure 2 presents the life cycle environmental impact abatements when these technologies are considered in comparison with those obtained using the proposed approach.

Results, obtained using the proposed approach in this paper, fall within the range of results obtained using oil and natural gas as marginal technology. However, there is no clear tendency showing that using oil or natural gas as a marginal technology will give results always below or above the ones obtained by applying the approach proposed in this paper. Indeed, when oil power plants were considered as marginal, results reached a maximum of 172% above the proposed method estimate (for ecosystem quality indicator) and a maximum of 75 % below the proposed method estimate (resources indicator). In the case of using natural gas power plant as a marginal technology, these percentages are respectively equal to 159% (human health indicator) and 219% (ecosystem quality indicator). These percentages show how integrating time into electricity supply to assess life cycle environmental impact abatements provide more refined estimates in comparison to the conventional approach (i.e. static). These observations still apply for below and above average conditions in the province of Quebec. Their results are included in the supporting information (section 8).

In a context where LCA is a tool essentially used for decision makers, the presented results are, in conclusion, particularly useful in assessing the implication of choosing different electricity supply modeling approaches on decision making. Indeed, using an average supply mix and its abated environmental impacts, showed that DG using renewable energy does not appear to be a sound energy policy, in contrast to using static marginal technologies. In this second case, the obtained results were 172 % above and 219% below the proposed approach estimate. In cases where it is important to accurately estimate the environmental impacts associated with electricity use, using the proposed methodology could be considered as a prerequisite. In other cases, one must keep in mind that expecting an LCA analyst to estimate environmental impact abatements at a high level of detail can be arduous. Therefore, knowing the implications associated with electricity supply modeling choices, it is highly recommended that practitioners exercise caution and sensitivity analyses using different electricity supply scenarios to take into account the complexity of electricity systems.

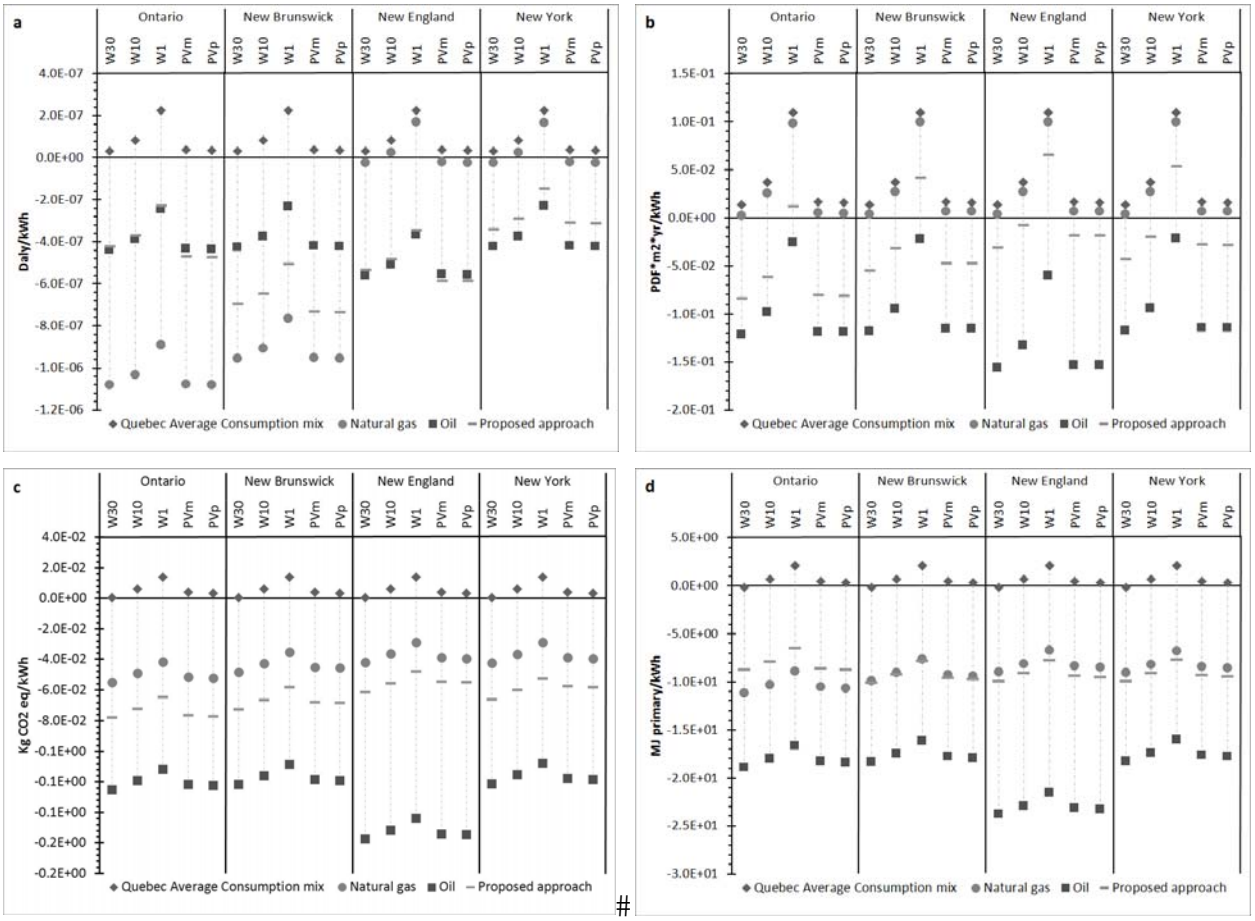


Figure 2. Choices of electricity supply modeling and implications on estimating life cycle environmental impact abatements (a, b, c and d refer to Human Health, Ecosystem Quality, Climate Change and Resources; W30, W10, W1, PVm and PVp refer to micro-wind 30 kW, micro-wind 10 kW, micro-wind 1 kW, 3 kWp mono-crystalline, 3 kWp poly-crystalline. Average Quebec climatic conditions).

Acknowledgements

The authors acknowledge the financial support of the industrial partners of the International Chair in Life Cycle Assessment (a research unit of CIRAIG): ArcelorMittal, Bell Canada, Cascades, Eco Entreprises Québec, RECYC-QUÉBEC, Groupe EDF, Gaz de France, Hydro-Québec, Johnson & Johnson, Mouvement des caisses Desjardins, Rio Tinto Alcan, RONA, SAQ, Total and Veolia Environment.

References

[1] G. Finnveden, M. Z. Hauschild, T. Ekvall, J. Guinée, R. Heijungs, S. Hellweg, A. Koehler, D. Pennington, and S. Suh, "Recent developments in Life Cycle Assessment," Journal of Environmental Management, vol. 91, no. 1, pp. 1-21, 2009.

[2] A. Zamagni, P. Buttol, R. Buonamici, P. Masoni, J. B. Guinée, R. Heijungs, T. Ekvall, R. Bersani, A. Bienkowska, and U. Pretato, "Critical review of the current research needs and limitations related to ISO-LCA practice; Deliverable D7 of work package 5 of the CALCAS project," Technical Report, 2009. www.estis.net/sites/calcas/ [Consulted on March 11, 2010.].

[3] International Organisation for Standardisation., "ISO 14044:2006 Environmental management - Life cycle assessment - Principles and framework.," International Organisation for Standardisation, ISO 14044, 2006.

[4] T. Ekvall and B. P. Weidema, "System Boundaries and Input Data in Consequential Life Cycle Inventory Analysis," International Journal of Life Cycle Assessment, vol. 9, no. 3, pp. 161 – 171, 2004.

[5] A.-M. Tillman, "Significance of decision-making for LCA methodology," Environmental Impact Assessment Review, vol. 20, no. 1, pp. 113-123, 2000.

[6] M. A. Curran, M. Mann, and G. Norris, "The international workshop on electricity data for life cycle inventories," Journal of Cleaner Production, vol. 13, no. 8, pp. 853-862, 2005.

[7] G. Finnveden, "A world with CO2 caps," The International Journal of Life Cycle Assessment, vol. 13, no. 5, pp. 365-367, 2008.

[8] B. Weidema, "Market information in life cycle assessment " Danish Environmental Protection Agency Danemark, Technical Report 863, 2003. http://www2.mst.dk/udgiv/publications/2003/87-7972-991-6/pdf/87-7972-992-4.pdf. [Consulted on February 2009].

[9] C. L. Weber, P. Jaramillo, J. Marriott, and C. Samaras, "Uncertainty and variability in accounting for grid electricity in life cycle assessment," in Sustainable Systems and Technology, 2009. ISSST '09. IEEE International Symposium, 2009, pp. 1-8.

[10] J. Marriott, H. S. Matthews, and C. T. Hendrickson, "Impact of Power Generation Mix on Life Cycle Assessment and Carbon Footprint Greenhouse Gas Results," Journal of industrial Ecology, vol. 14, no. 6, pp. 919-928, 2010.

[11] C. L. Weber, P. Jaramillo, J. Marriott, and C. Samaras, "Life Cycle Assessment and Grid Electricity: What Do We Know and What Can We Know?," Environmental Science & Technology, vol. 44, no. 6, pp. 1895-1901, 2010.

[12] J. Marriott and H. S. Matthews, "Environmental Effects of Interstate Power Trading on Electricity Consumption Mixes," Environmental Science & Technology, vol. 39, no. 22, pp. 8584-8590, 2005.

[13] G. Lemming, M. Z. Hauschild, J. Chambon, P. J. Binning, C. Bulle, M. Margni, and P. L. Bjerg, "Environmental Impacts of Remediation of a Trichloroethene-Contaminated Site: Life Cycle Assessment of Remediation Alternatives," Environmental Science & Technology, vol. 44, no. 23, pp. 9163-9169, 2010.

[14] R. J. Spiegel, D. L. Greenberg, E. C. Kern, and D. E. House, "Emissions reduction data for grid-connected photovoltaic power systems," Solar Energy, vol. 68, no. 5, pp. 475-485, 2000.

[15] H. Lund, B. V. Mathiesen, P. Christensen, and J. H. Schmidt, "Energy system analysis of marginal electricity supply in consequential LCA," The International Journal of Life Cycle Assessment, vol. 15, no. 3, pp. 260-271, 2010.

[16] M. Pehnt, M. Oeser, and D. J. Swider, "Consequential environmental system analysis of expected offshore wind electricity production in Germany," Energy, vol. 33, no. 5, pp. 747-759, 2008.

[17] D. Sivaraman and G. A. Keoleian, "Photovoltaic (PV) electricity: Comparative analyses of CO2 abatement at different fuel mix scales in the US," Energy Policy, vol. 38, no. 10, pp. 5708-5718, 2010.

[18] D. Bristow, R. Richman, A. Kirsh, C. A. Kennedy, and K. D. Pressnail, "Hour-by-Hour Analysis for Increased Accuracy of Greenhouse Gas Emissions for a Low-Energy Condominium Design," Journal of industrial Ecology, Online first, 2011.

[19] M. F. Akorede, H. Hizam, and E. Pouresmaeil, "Distributed energy resources and benefits to the environment," Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 14, no. 2, pp. 724-734, 2010.

[20] M. B. Amor, P. Lesage, P.-O. Pineau, and R. Samson, "Can distributed generation offer substantial benefits in a Northeastern American context? A case study of small-scale renewable technologies using a life cycle methodology," Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 14, no. 9, pp. 2885-2895, 2010.

[21] P. Denholm, R. M. Margolis, and J. M. Milford, "Quantifying Avoided Fuel Use and Emissions from Solar Photovoltaic Generation in the Western United States," Environmental Science & Technology, vol. 43, no. 1, pp. 226-232, 2008.

[22] National Renewable Energy Laboratory, HOMER, version 2.68, Golden, CO: 2009.

[23] Natural Resources Canada and NRCan/CTEC., RETScreen™ version 4, Varennes, Qc: 2008.

[24] M. B. Amor, P.-O. Pineau, C. Gaudreault, and R. Samson, "Electricity trade and GHG emissions: Assessment of Quebec's hydropower in the Northeastern American market (2006-2008)," Energy Policy, vol. 39, no. 3, pp. 1711-1721, 2011.

[25] P.-O. Pineau and V. Lefebvre, "The value of unused interregional transmission: Estimating the opportunity cost for Quebec (Canada)," International Journal of Energy Sector Management, vol. 3, no. 4, pp. 406-423, 2009.

[26] C. Harris, Electricity markets : pricing, structures and economics, Chichester ; Hoboken, NJ: John Wiley & Sons, 2006.

[27] Statistics Canada, "Electric Power Generation, Transmission and Distribution 2006," Minister of Industry, Ottawa, ON, Technical Report 57-202-X, 2008. http://dsp-psd.pwgsc.gc.ca/Collection-R/Statcan/57-202-XIB/57-202-XIB-e.html. [Consulted on March 2010].

[28] Statistics Canada, "Electric Power Generation, Transmission and Distribution 2007," Minister of Industry, Ottawa, ON, Technical Report 57-202-X, 2009. http://dsp-psd.pwgsc.gc.ca/Collection-R/Statcan/57-202-XIB/57-202-XIB-e.html. [Consulted on March 2010].

[29] EIA, "Utility, Non-Utility, and Combined Heat & Power Plant Database " Form EIA-906, EIA-920, and EIA-923 Databases pp., 2010. Available: www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/page/eia906_920.html. [Consulted on April 2010].

[30] EIA, "Coal News and Markets Archive " Coal News and Markets, pp., 2010. Available: www.eia.doe.gov/cneaf/coal/page/coalnews/cnmarchive.html. [Consulted on February 2010].

[31] EIA, "Natural Gas Futures Prices (NYMEX) (Dollars per Million BTU)," Natural Gas Futures Price, pp., 2010. Available: http://tonto.eia.doe.gov/dnav/ng/ng_pri_fut_s1_d.htm. [Consulted on February 2010].

[32] EIA, "Weekly Cushing, OK WTI Spot Price FOB (Dollars per Barrel)," Petroleum Navigator, pp., 2010. Available: http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/hist/rwtcW.htm. [Consulted on February 2010].

[33] IESO, ""Market Summaries", Ontario Independent Electricity System Operator," Market Summaries, pp., 2010. Available: www.theimo.com/imoweb/marketdata/marketSummary.asp. [Consulted on 12 March 2009].

[34] ISO New England, "Historical Data – Hourly Zonal Information," Hourly Zonal Information, pp., 2010. Available: www.iso-ne.com/markets/hstdata/znl_info/hourly/index.html. [Consulted on 12 March 2009].

[35] NYISO, "Market Data Exchange – Day-Ahead Market LBMP," Pricing Data, pp., 2010. Available: www.nyiso.com/public/market_data/pricing_data.jsp [Consulted on 12 March 2009].

[36] Bergey Windpower Co., "Small wind trubines for homes, businesses, and off-grid," Bergey Windpower Co. Available: www.bergey.com. [Consulted on January 2009].

[37] B. Burger and C. Bauer, "Windkraft " Ecoinvent, Dübendorf, CH, Technical Report Final report No. 6-XIII, 2007. www.ecoinvent.ch. [Consulted on October 2008].

[38] N. Jungbluth and M. Tuchschmid, "Photovoltaics " Ecoinvent, Dübendorf, CH., Technical Report No. 6-XII, 2007. www.ecoinvent.ch. [Consulted on October 2008].

[39] O. Jolliet, M. Margni, R. Charles, S. Humbert, J. Payet, G. Rebitzer, and R. Rosenbaum, "IMPACT 2002+: A New Life Cycle Impact Assessment Methodology," International Journal of Life Cycle Assessment, vol. 8 no. 6, pp. 324-330, 2003.

[40] PRé Consultants, SimaPro7 version 7.2, Amersfoort, Netherlands: PRé Consultants, 2011.

[41] EIA, "Voluntary Reporting of Greenhouse Gases Program-Fuel Emission Factors," Fuel and Energy Emission Factors, pp., 2010. Available: www.eia.doe.gov/oiaf/1605/emission_factors.html. [Consulted on September 2010].

[42] US EPA, "Clean Energy. eGRID model 2010 Version 1.0," US EPA-Clean Energy-EGRID, pp., 2011. Available: www.epa.gov/cleanenergy/energy-resources/egrid/index.html. [Consulted on February 2011].

[43] M. Deru and P. Torcellini, "Source Energy and Emission Factors for Energy Use in Buildings-NREL/TP-550-38617," National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, Technical Report NREL/TP-550-38617, 2007. www.nrel.gov/docs/fy07osti/38617.pdf. [Consulted on June 2009].

[44] B. V. Mathiesen, M. Münster, and T. Fruergaard, "Uncertainties related to the identification of the marginal energy technology in consequential life cycle assessments," Journal of Cleaner Production, vol. 17, no. 15, pp. 1331-1338, 2009.

[45] T. Ekvall and A. S. G. Andræ, "Attributional and Consequential Environmental Assessment of the Shift to Lead-Free Solders," International Journal of Life Cycle Assessment, vol. 11, no. 5, pp. 344 – 353 2006.

[46] M. Thomassen, R. Dalgaard, R. Heijungs, and I. de Boer, "Attributional and consequential LCA of milk production," The International Journal of Life Cycle Assessment, vol. 13, no. 4, pp. 339-349, 2008.

[47] Hydro-Québec, "Approvisionnements énergétiques et émissions atmosphériques," Hydro-Québec, Montreal, Technical Report, 2005. www.hydroquebec.com/publications/fr/rapport_perf_enviro/pdf/rdd_2005.pdf. [Consulted on September 2009].

SUPPORTING ONLINE INFORMATION

1. Average monthly wind speed and solar radiation

Selected average monthly values are representative of climatic conditions prevailing in the province of Quebec (Canada). Annual wind speeds of 7; 5.6 and 3.5 (m/s) and solar radiations of 1387; 1230 and 1067 (kWh/m^2/year) represent the selected above average, average and below average conditions in the province of Quebec. These values, shown in Figure S1, correspond to the long-term site averages for the province of Quebec [1].

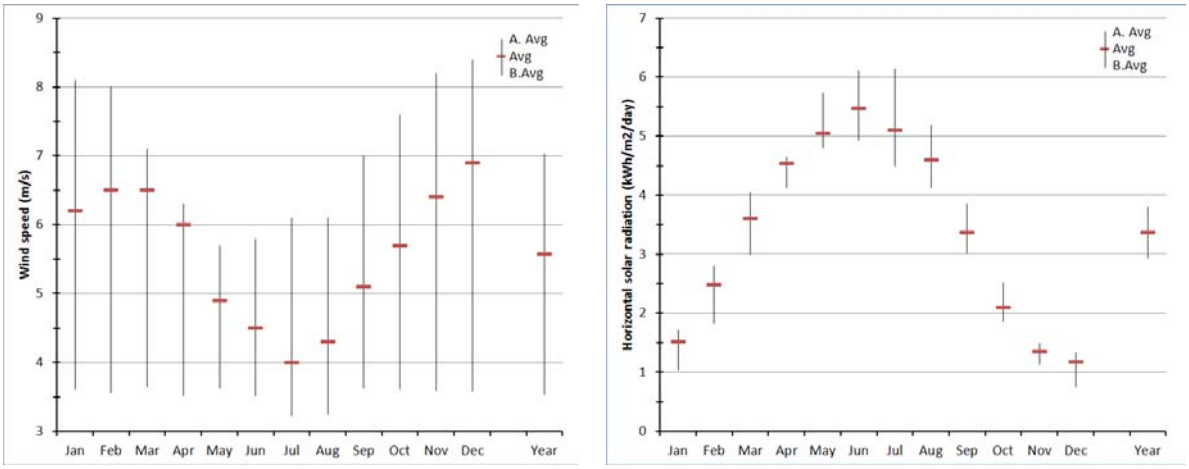

Wind speed (m/s)
A. Avg
Avg
B.Avg
Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec Year
Horizontal solar radiation (kWh/m2/day)
A. Avg
Avg
B.Avg
Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec Year

Figure S1. Average monthly wind speed and solar radiation for the province of Quebec, measured at 10 m (B.Avg.: below average condition; Avg.: average condition; A.Avg.: above average condition).

2. Annual energy output for the considered renewable energy systems (RES)

Table S1 presents the annual energy output as a result of the sum of the hourly energy production of each assessed RES and, thus, considering each RES's variability. Once again, the produced energy considers the performance of the inverter including all the necessarily connections and efficiencies (93.5% [2]) and the height of different wind towers (i.e. 10, 22 and 30 m). Table S1 also presents the capacity factor (CF) matching each annual energy output. CF is defined as the ratio of the annual energy output of a given RES and its output if it had operated the entire time at full capacity. It is shown that under below average conditions, micro-wind turbine CF values range between 11.5 and 12.4%. This is consistent with reported values in the literature [3]. For average and above average conditions, micro-wind turbine CF values are similar to those obtained for a commercial wind farm [3]. The CF values for photovoltaic systems are also in agreement with typical values [4].

Table S1. Annual RES energy output for the considered climatic conditions (W30: micro-wind 30 kW, W10: micro-wind 10 kW, W1: micro-wind 1 kW, PVm: 3 kWp mono-crystalline, PVp: 3 kWp poly-crystalline).

RES	Power curve reference	Below Average		Average		Above Average	
		Output (kWh)	CF[a]	Output (kWh)	CF	Output (kWh)	CF
W30	[5]	32,695	12.4%	71,308	27.1%	91,227	34.7%
W10	[6]	10,032	11.5%	22,137	25.3%	29,031	33.1%
W1	[6]	1,004	11.5%	2,278	26.0%	3,019	34.5%
PVm[b]	[2]	2,727	10.4%	3,154	12.0%	3,559	13.5%
PVp[b]	[2]	2,727	10.4%	3,154	12.0%	3,559	13.5%

[a] CF: Capacity factor is the energy output as a percentage of the theoretical maximum rated output.

[b] 3kWp mono-crystalline (PVm) and 3kWp poly-crystalline (PVp) have the same produced energy. The performance is implicitly included in the amount of panel per Wp (i.e. 21.4 m² and 22.8 m² / 3kWp respectively [2]).

3. Estimation of the fuel costs

Over the 2006-2008 period, fuel costs, in US$/MWh, were estimated using the fuel market prices and the appropriate heat rate in each of the jurisdictions considered in this study. The fuel market price (i.e. US$ per short tonne of coal, thousand cubic feet of natural gas and barrel of oil) were obtained from the U.S. Energy Information Administration (EIA) databases [7-9]. The Central Appalachian region is the dominant coal production area for the Northeastern region [10, 11], hence, its coal market price was selected. Finally, the crude oil market price was used as a proxy for the actual diesel or heavy oil market price.

Heat rate (Btu/kWh) is also needed to estimate the fuel cost. Over the 2006-2008 period, coal, natural gas and oil power plant heat rates were estimated for Quebec adjacent markets as follows.

1. For Ontario and New Brunswick, data was provided by Statistics Canada [12, 13]. As there is no available data for 2008, the 2007 heat rates were used as a proxy. Also, in the absence of detailed value by prime mover (i.e. steam turbine, gas turbine, internal combustion and combined cycle), an average value was used.

2. For New England and New York, data was provided by the EIA electricity databases [14]. For these jurisdictions, estimating the heat rate as a function of prime mover was feasible. This additional step (disaggregating heat rates by fuel and prime mover) helps in giving detailed fuel cost data as a function of the fuel type and also of the prime mover (e.g. natural gas combined-cycle plants are dispatched at a lower fuel cost than natural gas steam turbine plants).

4. Life cycle emission rates of RES generation

Life cycle emission rates were estimated using the life cycle impact method IMPACT 2002+. Results are presented as a function of the four damage categories: Human health (DALY/kWh), ecosystem quality (PDF*m^2*year/kWh); climate change (Kg CO_2eq/kWh) and resources (MJ primary/kWh) [15]. Once again, as the functional unit is 1 kWh of electricity produced in the province of Quebec, including exchange in the Northeastern American electricity market, all emission rates are defined as a function of 1 kWh. Table S2 presents the final estimates taking

into account representative climatic conditions prevailing in the province of Quebec (i.e. above average, average and below average conditions).

Table S2. Life cycle RES emission rates and geographical variations (W30: micro-wind 30 kW, W10: micro-wind 10 kW, W1: micro-wind 1 kW, PVm: 3 kWp mono-crystalline, PVp: 3 kWp poly-crystalline). (B.Avg.: below average conditions; Avg.: average conditions, A.Avg.: above average conditions).

RES	Conditions	Damage category			
		Human health	Ecosystem quality	Climate change	Resources
		DALY/kWh	PDF*m^2*yr/kWh	kg CO_2 eq/kWh	MJ primary/kWh
W30	B.Avg.	9.85E-08	3.25E-02	6.26E-02	9.75E-01
	Avg.	4.57E-08	1.50E-02	2.89E-02	4.51E-01
	A.Avg.	3.56E-08	1.17E-02	2.24E-02	3.50E-01
W10	B.Avg.	2.16E-07	8.61E-02	1.96E-01	2.94E+00
	Avg.	9.60E-08	3.83E-02	8.67E-02	1.30E+00
	A.Avg.	7.42E-08	2.95E-02	6.72E-02	1.01E+00
W1	B.Avg.	5.41E-07	2.53E-01	3.69E-01	6.14E+00
	Avg.	2.38E-07	1.11E-01	1.62E-01	2.70E+00
	A.Avg.	1.83E-07	8.57E-02	1.24E-01	2.07E+00
PVm	B.Avg.	5.75E-08	2.07E-02	7.22E-02	1.24E+00
	Avg.	5.00E-08	1.80E-02	6.27E-02	1.08E+00
	A.Avg.	4.44E-08	1.59E-02	5.57E-02	9.58E-01
PVp	B.Avg.	5.41E-08	2.05E-02	6.53E-02	1.08E+00
	Avg.	4.71E-08	1.78E-02	5.68E-02	9.44E-01
	A.Avg.	4.18E-08	1.58E-02	5.04E-02	8.37E-01

5. Life cycle emission rates of marginal centralized electricity production technologies

Marginal centralized electricity production technologies are located in Quebec adjacent markets (i.e. Ontario, New Brunswick, New England, New York). Therefore, emission rates should consider such spatial variability. Table S3 presents the final results, considering the four IMPACT 2002+ damage categories: Human health (DALY/kWh), ecosystem quality (PDF*m^2*year/kWh); climate change (Kg CO_2eq/kWh) and resources (MJ primary/kWh) [15]. Once again, all emission rates are defined as a function of 1 kWh. In addition to the marginal

centralized electricity production technology emissions rates, Table S4 also presents the life cycle emissions rates of the average Quebec consumption mix.

Table S3. Life cycle emission rates by fuel type and prime mover (ST, GT, IC and CC refer to steam turbine, gas turbine, internal combustion and combined cycle).

Human Health (Daly/kWh)

	New York				New England				Ontario	New Brunswick
	ST	GT	IC	CC	ST	GT	IC	CC		
Coal	4.36E-07				4.85E-07				4.43E-07	4.54E-07
Natural gas	1.36E-06	1.30E-06	1.53E-06	6.91E-08	1.81E-06	1.06E-06	--	6.88E-08	1.13E-06	1.00E-06
Oil	3.70E-07	4.65E-07	4.69E-07	2.68E-07	4.22E-07	6.06E-07	3.81E-07	2.30E-07	4.83E-07	4.71E-07
Hydropowe	4.03E-09				4.03E-09				4.03E-09	4.03E-09

Ecosystem Quality (PDF*m2*yr/kWh)

	New York				New England				Ontario	New Brunswick
	ST	GT	IC	CC	ST	GT	IC	CC		
Coal	1.40E-01				1.56E-01				1.42E-01	1.46E-01
Natural gas	1.55E-02	1.49E-02	1.74E-02	1.13E-02	2.06E-02	1.21E-02	--	1.13E-02	1.29E-02	1.14E-02
Oil	1.05E-01	1.32E-01	1.33E-01	6.70E-02	1.19E-01	1.71E-01	1.08E-01	5.75E-02	1.37E-01	1.33E-01
Hydropowe	6.73E-04				6.73E-04				6.73E-04	6.73E-04

Climate Change (Kg CO2 eq/kWh)

	New York				New England				Ontario	New Brunswick
	ST	GT	IC	CC	ST	GT	IC	CC		
Coal	1.04E+00				1.16E+00				1.06E+00	1.09E+00
Natural gas	6.98E-01	6.68E-01	7.84E-01	4.52E-01	9.26E-01	5.43E-01	--	4.50E-01	5.78E-01	5.13E-01
Oil	9.80E-01	1.23E+00	1.24E+00	7.84E-01	1.12E+00	1.60E+00	1.01E+00	6.73E-01	1.28E+00	1.25E+00
Hydropowe	4.68E-03				4.68E-03				4.68E-03	4.68E-03

Ressources (MJ primary/kWh)

	New York				New England				Ontario	New Brunswick
	ST	GT	IC	CC	ST	GT	IC	CC		
Coal	1.08E+01				1.21E+01				1.10E+01	1.13E+01
Natural gas	1.41E+01	1.34E+01	1.58E+01	9.47E+00	1.86E+01	1.09E+01	--	9.43E+00	1.16E+01	1.03E+01
Oil	1.48E+01	1.86E+01	1.88E+01	1.19E+01	1.69E+01	2.42E+01	1.53E+01	1.02E+01	1.93E+01	1.88E+01
Hydropowe	4.90E-02				4.90E-02				4.90E-02	4.90E-02

Table S4. Life cycle emission rates of the Quebec consumption mix.

Damage category	Unit	Quebec electricity consumption mix
Human health	DALY/kWh	1.26E-08
Ecosystem quality	PDF*m^2*y/kWh	1.58E-03
Climate change	kg CO_2 eq/kWh	2.31E-02
Resources	MJ primary/kWh	5.98E-01

6. Hourly marginal electricity production technology in each Quebec adjacent market

Tables S5 and S6 show the frequency of marginal electricity production technologies as a consequence of RES generation in Quebec above and below average climatic conditions and during the 2006-2008 periods. Marginal electricity production technologies frequencies are variable depending on the investigated RES (i.e. Micro-wind 30 kW, etc.) and the considered market (i.e. Ontario, etc.).

Table S5. Marginal technology in Quebec adjacent markets under below average conditions: % of hours during 2006-2008 (W30, W10, W1, PVm and PVp refer to micro-wind 30 kW, micro-wind 10 kW, micro-wind 1 kW, 3 kWp mono-crystalline, 3 kWp poly-crystalline)

		Marginal technology				No RES generation (a)
		Hydropower	Coal	Natural Gas	Oil	
Ontario	W30	18%	**60%**	11%	0%	11%
	W10	19%	**63%**	11%	0%	6%
	W 1	19%	**61%**	11%	0%	9%
	PVm	8%	**36%**	9%	0%	47%
	PVp	8%	**36%**	9%	0%	47%
New Brunswick	W30	3%	34%	**50%**	2%	11%
	W10	4%	36%	**52%**	2%	6%
	W 1	3%	35%	**51%**	2%	9%
	PVm	1%	15%	**36%**	1%	47%
	PVp	1%	15%	**36%**	1%	47%
New England	W30	6%	21%	**54%**	8%	11%
	W10	7%	23%	**56%**	8%	6%
	W 1	6%	22%	**55%**	8%	9%
	PVm	2%	8%	**38%**	5%	47%
	PVp	2%	8%	**38%**	5%	47%
New York	W30	3%	34%	**50%**	2%	11%
	W10	4%	36%	**52%**	2%	6%
	W 1	3%	35%	**51%**	2%	9%
	PVm	1%	15%	**36%**	1%	47%
	PVp	1%	15%	**36%**	1%	47%

(a) No RES generation refers to the hour percentage when no marginal electricity production technologies decrease their production due to the variability of RES.

Table S6. Marginal technology in Quebec adjacent markets under above average conditions: % of hours during 2006-2008 (W30, W10, W1, PVm and PVp refer to micro-wind 30 kW, micro-wind 10 kW, micro-wind 1 kW, 3 kWp mono-crystalline, 3 kWp poly-crystalline)

		Marginal technology				No RES generation (a)
		Hydropower	Coal	Natural Gas	Oil	
Ontario	W30	20%	**66%**	11%	0%	3%
	W10	21%	**66%**	11%	0%	1%
	W 1	20%	**66%**	11%	0%	2%
	PVm	8%	**36%**	9%	0%	46%
	PVp	8%	**36%**	9%	0%	46%
New Brunswick	W30	4%	38%	**54%**	2%	3%
	W10	4%	39%	**54%**	2%	1%
	W 1	4%	38%	**54%**	2%	2%
	PVm	1%	15%	**37%**	1%	47%
	PVp	1%	15%	**37%**	1%	47%
New England	W30	7%	24%	**58%**	8%	3%
	W10	21%	**66%**	11%	0%	1%
	W 1	7%	24%	**58%**	8%	2%
	PVm	2%	8%	**38%**	5%	47%
	PVp	2%	8%	**38%**	5%	47%
New York	W30	4%	38%	**54%**	2%	3%
	W10	4%	39%	**54%**	2%	1%
	W 1	4%	38%	**54%**	2%	2%
	PVm	1%	15%	**37%**	1%	47%
	PVp	1%	15%	**37%**	1%	47%

(a) No RES generation refers to the hour percentage when no marginal electricity production technologies decrease their production due to the variability of RES.

7. Life cycle environmental impact abatements

Figures S2 and S3 show, for below and above average Quebec conditions, the life cycle environmental impact abatements per kWh (i.e. functional unit) as a consequence of RES generation and as a function of the province of Quebec adjacent markets. Marginal electricity

production technology types (e.g. oil, naturel gas, etc.) and their contributions to total environmental impact abatements are also illustrated. The presented contributions take into account the frequency of the marginal electricity production technologies (Tables S5 and S6) and the intensity of their emission rates (Table S3).

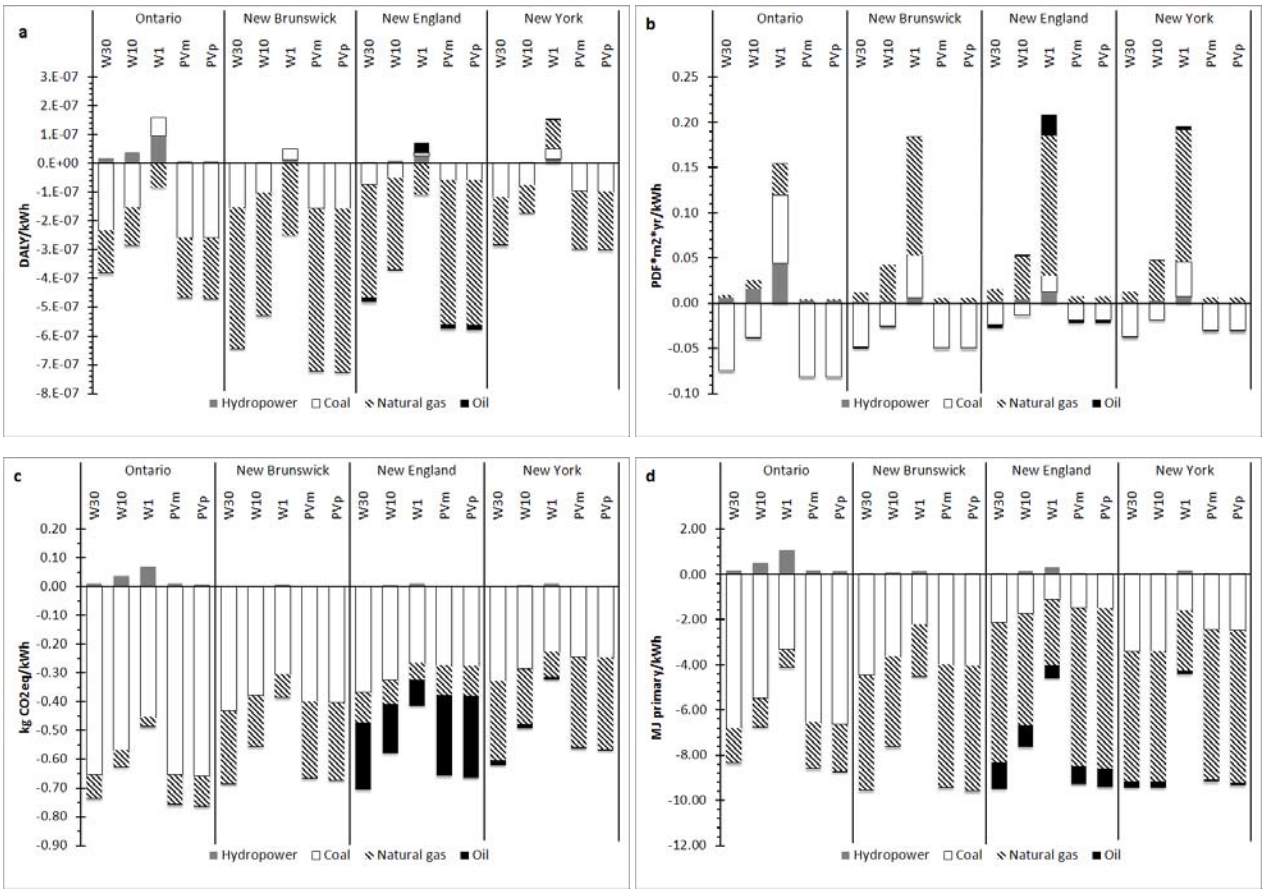


Figure S2. Life cycle environmental impact abatements in Quebec adjacent markets as a consequence of RES generation in below average Quebec climatic conditions (a, b, c and d refer to Human Health, Ecosystem Quality, Climate Change and Resources; W30, W10, W1, PVm and PVp refer to micro-wind 30 kW, micro-wind 10 kW, micro-wind 1 kW, 3 kWp mono-crystalline, 3 kWp poly-crystalline).

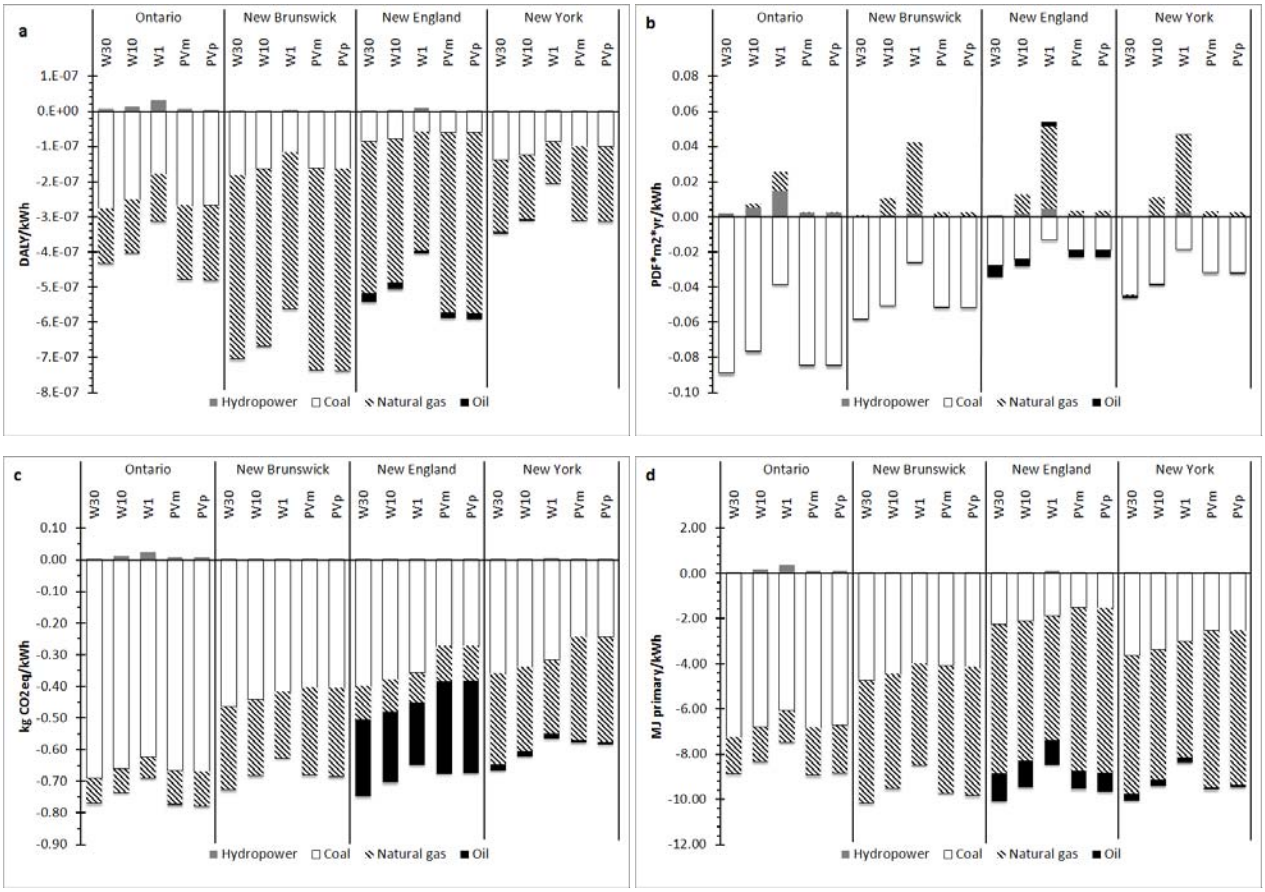


Figure S3. Life cycle environmental impact abatements in Quebec adjacent markets as a consequence of RES generation in above average Quebec climatic conditions (a, b, c and d refer to Human Health, Ecosystem Quality, Climate Change and Resources; W30, W10, W1, PVm and PVp refer to micro-wind 30 kW, micro-wind 10 kW, micro-wind 1 kW, 3 kWp mono-crystalline, 3 kWp poly-crystalline).

8. Methodological choice implications

As introduced in section 3.3, results presented in Figures S2 and S3 are compared to results obtained using conventional ways of modeling CLCA. Once again, oil and natural gas were identified as the short-term marginal electricity production technologies in Quebec adjacent markets. The province of Quebec consumption mix is also used to estimate the environmental impact abatements. Figures S4 and S5 put into perspective Figures S2 and S3 results in

comparison to the three additional scenario results, for Quebec below and above average conditions.

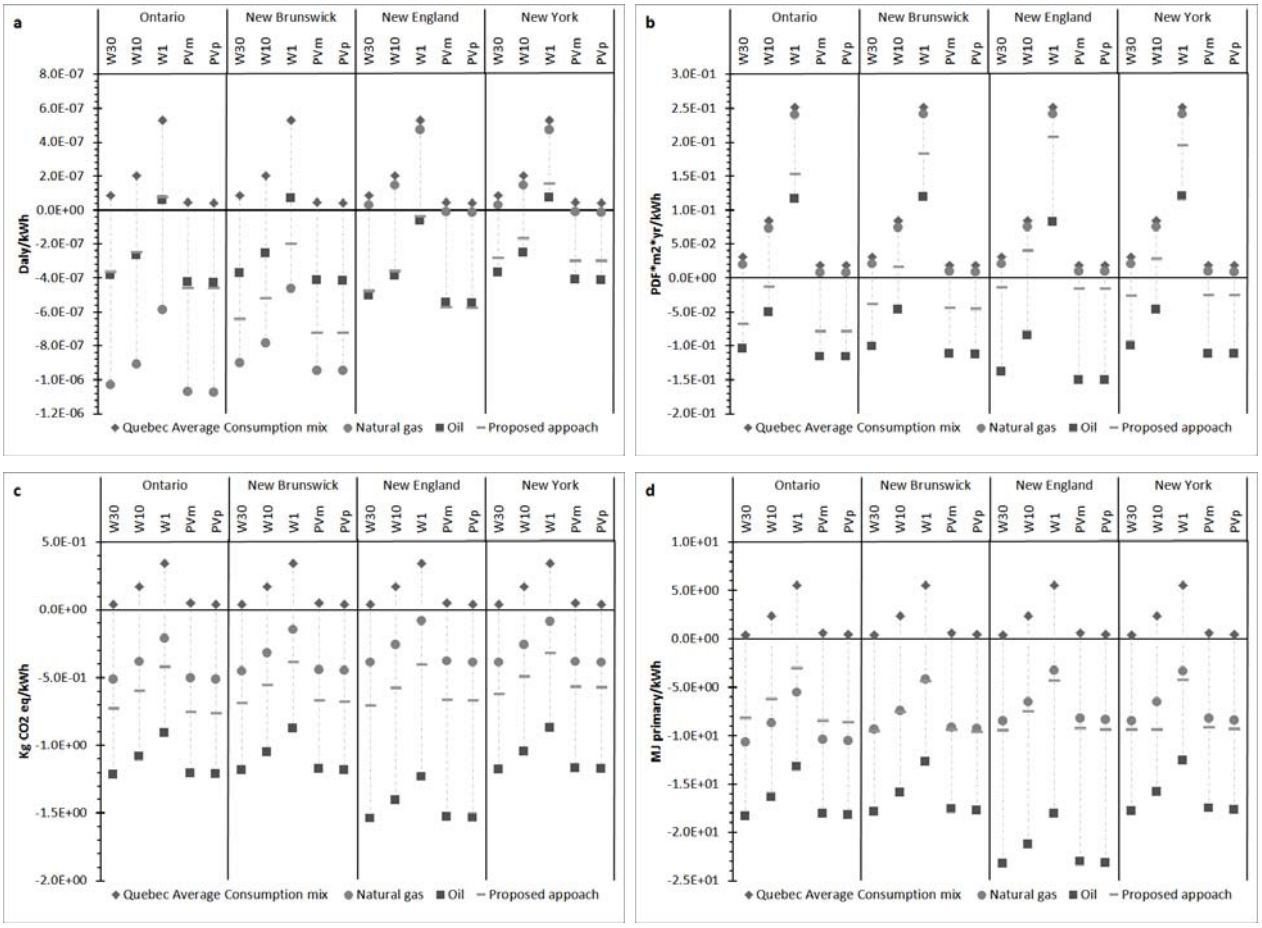


Figure S4. Choices of electricity supply modeling and implications on estimating life cycle environmental impact abatements (a, b, c and d refer to Human Health, Ecosystem Quality, Climate Change and Resources; W30, W10, W1, PVm and PVp refer to micro-wind 30 kW, micro-wind 10 kW, micro-wind 1 kW, 3 kWp mono-crystalline, 3 kWp poly-crystalline. Below average Quebec climatic conditions).

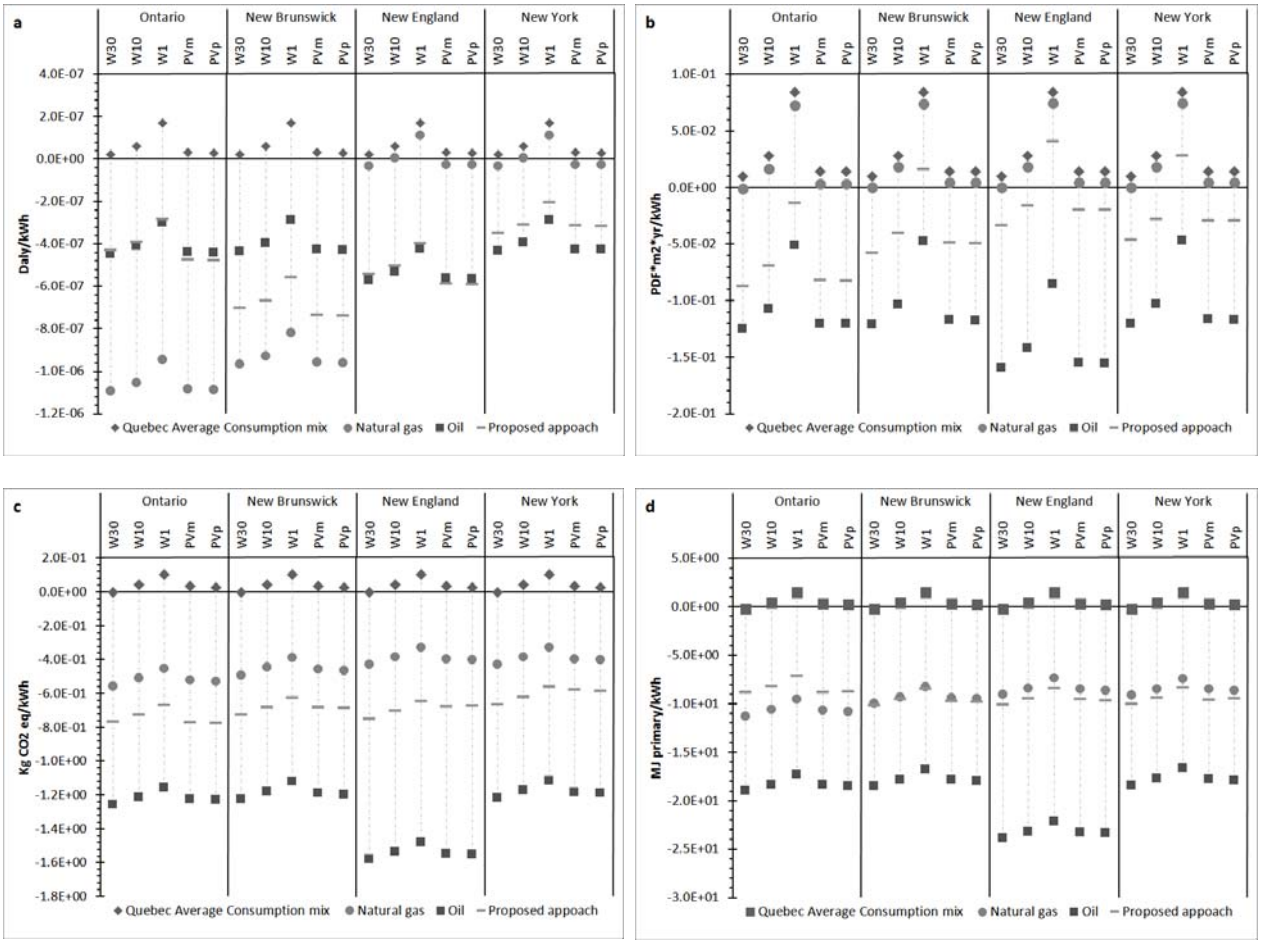


Figure S5. Choices of electricity supply modeling and implications on estimating life cycle environmental impact abatements (a, b, c and d refer to Human Health, Ecosystem Quality, Climate Change and Resources; W30, W10, W1, PVm and PVp refer to micro-wind 30 kW, micro-wind 10 kW, micro-wind 1 kW, 3 kWp mono-crystalline, 3 kWp poly-crystalline. Above average Quebec climatic conditions).

9. Cited references

[1] Natural Resources Canada and NRCan/CTEC., RETScreen™ version 4, Varennes, Qc: 2008.

[2] N. Jungbluth and M. Tuchschmid, "Photovoltaics " Ecoinvent, Dübendorf, CH., Technical Report No. 6-XII, 2007. www.ecoinvent.ch. [Consulted on October 2008].

[3] N. Mithraratne, "Roof-top wind turbines for microgeneration in urban houses in New Zealand," Energy and Buildings, vol. 41, no. 10, pp. 1013-1018, 2009.

[4] A. F. Sherwani, J. A. Usmani, and Varun., "Life cycle assessment of solar PV based electricity generation systems: A review," Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 14, no. 1, pp. 540-544, 2010.

[5] B. Burger and C. Bauer, "Windkraft " Ecoinvent, Dübendorf, CH, Final Technical Report No. 6-XIII, 2007. www.ecoinvent.ch. [Consulted on October 2008].

[6] Bergey Windpower Co., "Small wind trubines for homes, businesses, and off-grid," Bergey Windpower Co. Available: www.bergey.com. [Consulted on January 2009].

[7] EIA, "Coal News and Markets Archive " Coal News and Markets, pp., 2010. Available: www.eia.doe.gov/cneaf/coal/page/coalnews/cnmarchive.html. [Consulted on February 2010].

[8] EIA, "Natural Gas Futures Prices (NYMEX) (Dollars per Million BTU)," Natural Gas Futures Price, pp., 2010. Available: http://tonto.eia.doe.gov/dnav/ng/ng_pri_fut_s1_d.htm. [Consulted on February 2010].

[9] EIA, "Weekly Cushing, OK WTI Spot Price FOB (Dollars per Barrel)," Petroleum Navigator, pp., 2010. Available: http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/hist/rwtcW.htm. [Consulted on February 2010].

[10] EIA, "Cost and Quality of Fuels for Electric Plants 2007 and 2008," Office of Coal, Nuclear, Electric and Alternate Fuels Washington, DC, Technical report DOE/EIA-0191(2008), 2010. www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/cq/cqa2008.pdf. [Consulted on February 2010].

[11] FERC, "2008 State of the Markets Report," Federal Energy Regulatory Commission, Washington, DC, Technical report, 2009. www.ferc.gov/market-oversight/st-mkt-ovr/2008-som-final.pdf. [Consulted on October 2009].

[12] Statistics Canada, "Electric Power Generation, Transmission and Distribution 2007," Minister of Industry, Ottawa, ON, Technical Report 57-202-X, 2009. http://dsp-psd.pwgsc.gc.ca/Collection-R/Statcan/57-202-XIB/57-202-XIB-e.html. [Consulted on March 2010].

[13] Statistics Canada, "Electric Power Generation, Transmission and Distribution 2006," Minister of Industry, Ottawa, ON, Technical report 57-202-X, 2008. http://dsp-psd.pwgsc.gc.ca/Collection-R/Statcan/57-202-XIB/57-202-XIB-e.html. [Consulted on March 2010].

[14] EIA, "Utility, Non-Utility, and Combined Heat & Power Plant Database " Form EIA-906, EIA-920, and EIA-923 Databases pp., 2010. Available: www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/page/eia906_920.html. [Consulted on April 2010].

[15] O. Jolliet, M. Margni, R. Charles, S. Humbert, J. Payet, G. Rebitzer, and R. Rosenbaum, "IMPACT 2002+: A New Life Cycle Impact Assessment Methodology," International Journal of Life Cycle Assessment, vol. 8 no. 6, pp. 324-330, 2003.

ANNEXE 4: ARTICLE 4- ASSESSING THE ECONOMIC VALUE OF RENEWABLE DISTRIBUTED GENERATION IN THE NORTHEASTERN AMERICAN MARKET

Mourad Ben Amor[a], Pierre-Olivier Pineau[b], Caroline Gaudreault[c] and Réjean Samson[a]

[a] CIRAIG-École Polytechnique de Montréal, Department of Chemical Engineering, P.O. Box 6079, Montréal (Qc), Canada H3C 3A7

[b] CIRAIG-HEC Montréal, 3000 Chemin de la Côte-Sainte-Catherine Montréal (Qc), Canada H3T 2A7

[c] National Council for Air and Stream Improvement, P.O. Box 1036, Station B, Montréal (Qc), Canada H3B 3K5

KEYWORDS: Distributed renewable generation, life cycle costing, carbon tax, electricity value, pollution benefits.

Abstract

Incentive programs and tax rebates are commonly offered to offset the high initial costs of small-scale renewable energy systems (RES) and foster their implementation. However, the economic costs of RES grid integration must be fully known in order to determine whether such subsidies are justified. The objective of this paper is to assess the economic value of RES, including their environmental benefits, using hourly generation information in conjunction with hourly wholesale price data. Reaching the paper's objective will provide a better estimate of the bias that could result from neglecting 1) the time pattern of the hourly wholesale price, 2) the impacts of carbon taxes on the hourly wholesale price and 3) the value of the marginal hourly GHG emissions. Selected RES include two types of grid-connected photovoltaic panels (3 kWp mono-

and poly-crystalline) and three types of micro-wind turbines (1, 10 and 30 kW) modeled for different climatic conditions in the province of Quebec (Canada). The cost of electricity is based on the technical performance of these RES using a life cycle costing methodology. The economic value of RES electricity is estimated using the hourly wholesale electricity price in Northeastern American markets in 2006-2008. Results show that distributed generation (DG) has no economic benefits using the selected RES, even with a US$100/tonne of CO2-equivalent carbon tax. This finding remains the same when the value of the avoided GHG emissions is fully internalized, except for one scenario (micro-wind 30 KW). Our results are key to understanding the extent to which subsidies for distributed RES can be economically sustainable when the latter are integrated into regional networks driven by centralized electricity production.

1. Introduction

Despite their high initial cost, small-scale photovoltaic and wind electricity production technologies receive significant funding [1-3]. In fact, incentive programs and tax rebates are commonly offered to offset the economic burden of the required initial capital cost. For distributed generation (DG), these incentives can significantly reduce consumer costs and therefore intensify the implementation of renewable energy systems (RES), if they are attractive enough and offered for a long enough period of time [1]. However, if the economic value of small-scale RES integration was clearly established, these financial supports would be fully justified and, consequently, more easily promoted. Indeed, such energy programs arise in a context of electricity market reforms based on increased competition and amidst talks of implementing a carbon mitigation policy such as carbon taxes [4-6].

In previous studies on the value of RES, many of their benefits weren't taken into account. While certain benefits are directly valued within existing electricity markets, others are related to environmental externalities. Combining, in a detailed and integrated model, both the market and environmental value of RES is the contribution to the literature of this paper. Indeed, Borenstein [7] evaluated the economics of generating a significant portion of electricity from photovoltaic systems without including the environmental benefits. The results of this study demonstrated that, even with a 1% real interest rate and 5% annual increase in the real cost of electricity, the cost of solar PV is 80% greater than the value of the electricity it will produce. These findings were

recently confirmed by Amor et al [8], who showed that small-scale photovoltaic systems do not offer economic benefits as compared to micro-wind turbine systems in the Northeastern American market. From an another perspective, Kemmoku et al [9] reported that the economic viability of photovoltaic panels depends on a carbon tax. Finally, Delucchi and Jacobson [5] stated that, when considering the value of air pollution and climate change damage costs (i.e. externalities), renewable options are projected to cost less than conventional fossil fuel generation.

In addition to not consistently taking these benefits into account in an integrated approach, the studies contain several methodological weaknesses. First, the economic consequences of RES were based on isolated markets, when, in fact, imports and exports of electricity play an increasingly important role in interconnected grids. Second, the hourly changes in RES production levels are fundamental, and ignoring them could lessen the relevance of the study results. In fact, knowing whether wind and solar peak production coincides with the peak electricity market price is worth exploring [3, 10]. Third, integrating the value of avoided environmental externalities from other generation technologies as a result of RES production constitutes another important area of possible improvement. Indeed, in a context of carbon constraints, avoiding environmental externalities is often cited as a reason to place greater economic value on RES generation [11]. Fourth, confidence in the research results could also be improved by integrating more years of load data from different integrated markets. Finally, Borenstein [10] recently confirmed that more research at the interface of economics and renewable electricity market engineering would be very valuable. Such research should incorporate the value of electricity, which is very dependent on the time and location at which it is produced, and the pollution benefits from renewable generation, which are also heavily dependent on time and location.

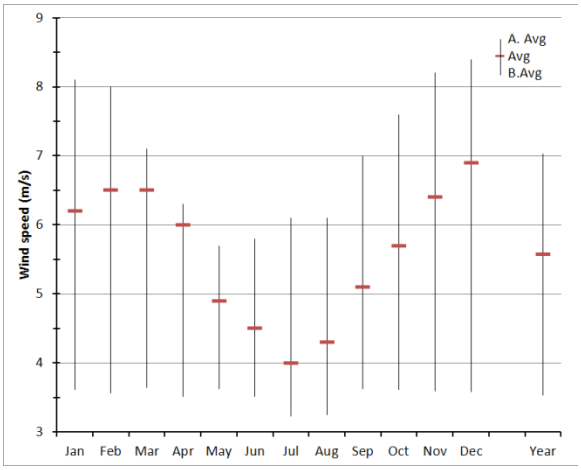
This paper follows up on previous research assessing the economic performance of small-scale photovoltaic and wind electricity production in the Northeastern American market (Amor et al. [8]) and aims to expand the discussion on the ways in which time changes are fundamental to renewable energy systems production. The objective of this paper is to assess the economic value of RES, including their environmental benefits, using hourly generation information in conjunction with hourly wholesale price data. The results of this study will provide a better

estimate of the bias that may result from neglecting 1) the time pattern of hourly wholesale prices, 2) the impacts of carbon taxes on hourly wholesale prices and 3) the value of marginal hourly GHG emissions.

The Northeastern American market provides the context for the work, which is structured as follows: in section 2, we present the economic valuation of RES generation using the hourly wholesale electricity prices in the province of Quebec neighbouring jurisdictions (subsection 2.1) as a first analysis; modeled hourly wholesale electricity market prices using different carbon tax levels (subsection 2.2) as a second analysis and, finally, hourly avoided GHG emissions externalities and their related economic benefits in addition to the modeled hourly wholesale price (subsection 2.3) as a third analysis. Results corresponding to the three proposed analyses are presented in section 3 (subsections 3.1, 3.2 and 3.3, respectively) and are compared to assess the bias that could result in the economic evaluation of RES generation. Finally, we draw the study conclusions.

2. Data and economic modeling approach

Before estimating the economic benefits of the studied RES (i.e. micro-wind turbine and photovoltaic panels), it is important to determine the hourly variability of the energy produced and the impacts on the final cost (US$/MWh). The selected average monthly values presented in Figure 1 are representative of the climatic conditions in the province of Quebec (Canada). Annual wind speeds of 7, 5.6 and 3.5 (m/s) and solar radiations of 1,387; 1,230 and 1,067 (kWh/m^2/year) represent the selected above average, average and below average conditions in the province. The presented mean values of measured wind speed and horizontal solar radiations were obtained using a long-term site average dataset for Quebec (1961-1990 [12]). Measured hourly data were not available. HOMER, the computer software evaluating grid-connected power systems and theirs applications [13], was used to generate synthesized hourly wind speeds and solar radiations from the measured average monthly values for a single year (Figure 1).



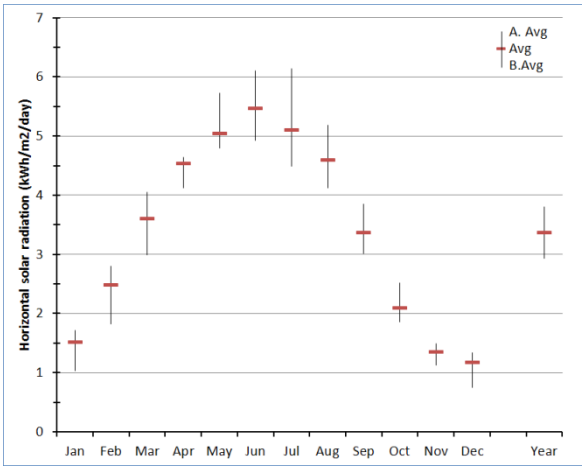


Figure 1: Average annual and monthly wind speeds and solar radiation in Quebec (Canada), measured at 10 m (B.Avg; Avg and A.Avg refer, respectively, to below average, average and above average conditions.).

Mono- and poly-crystalline photovoltaic panels (3kWp) with slanted roof mounting systems were selected because of their frequent installation, as were micro-wind turbines (1, 10 and 30 kW) at their respective commonly used towers heights (10, 22 and 30 m). Generated hourly wind speeds and solar radiation, in combination with the technical specifications of the selected grid-connected RES including the performance of the inverter and all the necessarily connections, are used to estimate hourly energy production. Previous work provides more technical details on the studied systems [8]. Total hourly energy production for a single year is presented in Table 1. These results are affected by many factors including solar radiation and wind speeds, RES efficiency, cell temperatures and tower heights, and DC-to-AC conversion efficiency. The system output is distilled down to a single measure of performance: the capacity factor (CF). CF is the ratio between the annual energy output of a given RES and its output if it were operating at full capacity all the time. Table 1 shows that in below average conditions, micro-wind turbine CF values range between 11.5 and 12.4%. These values are consistent with those reported in the literature [14]. For average and above average conditions, micro-wind turbine CF values are similar to those obtained for a commercial wind farm [14]. The same observations are noted for photovoltaic, since their CF values are also in line with typical values [15].

Table 1: Annual RES energy output and capacity factor for the considered climatic conditions (W30: micro-wind 30 kW, W10: micro-wind 10 kW, W1: micro-wind 1 kW, PVm: 3 kWp mono-crystalline and PVp: 3 kWp poly-crystalline).

RES	Below average		Average		Above average	
	Output (kWh)	CF (1)	Output (kWh)	CF	Output (kWh)	CF
W30	32,695	12.4%	71,308	27.1%	91,227	34.7%
W10	10,032	11.5%	22,137	25.3%	29,031	33.1%
W1	1,004	11.5%	2,278	26.0%	3,019	34.5%
PVm (2)	2,727	10.4%	3,154	12.0%	3,559	13.5%
PVp (2)	2,727	10.4%	3,154	12.0%	3,559	13.5%

(1) CF: Capacity factor is the energy output as a percentage of the theoretical maximum rated output.

(2) 3kWp mono-crystalline (PVm) and 3kWp poly-crystalline (PVp) produce the same amount of energy. The performance is implicitly included in the amount of panel per Wp (i.e. 21.4 m² and 22.8 m² / 3kWp respectively [16].

The annual energy output estimate is key to determining the cost (US$/MWh) for each studied RES. The cost data presented in Table 2 refers to recent work [8] and covers all life cycle stages from resource extraction and system production to the dismantling and the end-of-life of the RES. The final estimates (US$/MWh) are updated using the final energy produced (Table 1) and therefore consider RES production variability. Finally, RETScreen software was used to estimate the life cycle cost (LCC) (Table 3). A discount rate of 6% and an inflation rate of 2% are applied based on RETScreen user manual recommendations [12], while the operating equipment life's are 20 and 30 for the wind and solar technologies, respectively. Table 3 shows that the 30 kW micro-wind turbine posts a better life cycle cost than the 3 kWp poly-crystalline. However, the economic values of the RES electricity once it is integrated into the grid are not considered here. In this case, matching RES electricity production and time-dependent electricity market prices is an important step to consider. The analyses in this study try to fill this gap.

Table 2: Life cycle cost inventory of the selected RES (W30: Micro-wind 30 kW, W10: Micro-wind 10 kW, W1: Micro-wind 1kW, PVm: 3kWp mono-crystalline, PVp: 3 kWp polycrystalline) [8].

RES	Production		Installation		Operation		End-of-life	
	US$	%	US$	%	US$	%	US$	%
W30	94,486	58	32,771	20	12,746	8	22,935	14
W10	47,900	62	13,629	18	5,522	7	10,418	13
W1	7,414	67	1,803	16	639	6	1,280	11
PVm	11,338	76	2,288	15	0	0	1,263	8
PVp	10,420	76	2,063	15	0	0	1,139	8

The life cycle cost inventory is not normalized by the final energy produced.

Table 3: RES Life cycle cost (US$/MWh) and geographical variations (W30: micro-wind 30 kW, W10: micro-wind 10 kW, W1: micro-wind 1 kW, PVm: 3 kWp mono-crystalline, PVp: 3 kWp poly-crystalline).

RES	Below average	Average	Above average
W30	405	186	145
W10	690	313	239
W1	969	427	322
PVm	441	383	340
PVp	409	355	315

2.1. First analysis: RES benefits considering the hourly electricity market price

Every year, Hydro-Quebec (HQ), a government-owned utility, sells 165 TWh of hydroelectricity at a regulated cost of Can$27.90/MWh to Quebec consumers [17]. In comparison to RES electricity production costs (Table 3), renewable RES is therefore not a particularly wise policy initiative from an economic perspective.

The total energy requirements exceed 165 TWh, and power must be purchased from other producers at higher and non-regulated prices. Since Quebec and its adjacent jurisdictions (New Brunswick, New England, New York and Ontario) are well interconnected, the latter actively

trade electricity. Therefore, the estimate of the economic value of RES generation is formulated within the context of electricity trade. Indeed, when the province of Quebec imports, RES generation could partially replace the imported electricity, and the province could avoid import costs. On the other hand, when Quebec exports, RES generation is exported to adjacent markets, generating benefits based on variable electricity market prices. The 2006-2008 hourly electricity market prices are taken from ISO New England [18], NY ISO [19] and the Ontario IESO [20]. There is no established spot market for New Brunswick, and the New England spot price at the New Brunswick interconnection was used as a market price proxy. Once again, a discount rate of 6% is used in coherence with RES life cycle cost estimates. In this analysis, RES economic values are defined as the difference between their life cycle cost (see Table 3) and the hourly market price in jurisdictions adjacent to Quebec (as defined in their respective spot markets).

2.2. Second analysis: RES benefits considering different carbon tax levels

RES aim to help reach energy policy goals such as GHG emissions reductions. These energy programs arise out of electricity market reforms based on increased competition and amidst talks of implementing a carbon mitigation policy such as a carbon tax [4, 5]. Indeed, political actions suggest that there may soon be either an explicit or implicit price on GHG emissions [6]. This section aims to explore the extent to which RES economic values change according to carbon tax levels. As compared to the previous analysis presented in section 2.1, the hourly electricity market prices are estimated for every carbon tax range. Therefore, a partial equilibrium model is proposed to simulate the impacts of carbon taxes on hourly electricity market prices. The model was developed in three steps.

2.2.1. Analyzing hourly electricity demand data

The Ontario, New York and New England electricity markets are open and competitive, and their respective hourly electricity demands and hourly electricity market prices are publicly available on their respective independent electricity system operator websites [18, 21, 22]. For New Brunswick, hourly electricity demand is mentioned in the historical system information section and is available on the website of its corresponding system operator [23]. For the 2006-2008 period, compiled electricity demand data in combination with hourly electricity market price are used to estimate 26,300 hourly linear demand curves for every jurisdiction.

$$X^{D}_{j,h} = a_{j,h} - (b_{j,h} * P^{D}_{j,h}) \quad (1)$$

With

$$b_{j,h} = -\varepsilon * (X^{D}_{j,h} / P^{D}_{j,h}) \quad (2)$$

$$a_{j,h} = X^{D}_{j,h} + (b_{j,h} * P^{D}_{j,h}) \quad (3)$$

In eqs 1, 2 and 3, $X^{D}_{j,h}$ is the demand (in MWh) and $P^{D}_{j,h}$ is the electricity market price (in US$/MWh). In addition to these parameters, a price elasticity ε is used to calculate the value of the parameters $b_{j,h}$ and $a_{j,h}$ with h and j representing the hour and the jurisdiction. A price elasticity value of −0.15 is used in the first step, since this elasticity value reflects the short-term (in)elasticity of electricity consumption [24]. Sensitivity analyses using different elasticity values (from -0.05 to -0.5) are also simulated to test the robustness of the study conclusion. Finally, the demand function is illustrated in Figure 2.

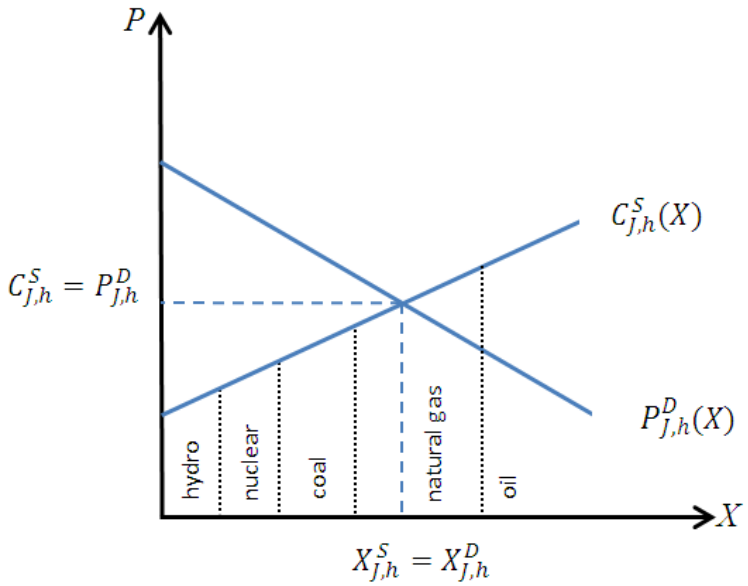


Figure 2: Partial equilibrium illustration between the demand and supply function at given hour *h* and jurisdiction *j*.

2.2.2. Analyzing hourly supply and short run marginal cost curve

Table 4 presents the breakdown of the generation capacity in the province of Quebec adjacent jurisdictions. Once 2006-2008 generation capacities are determined, fuel costs (short run marginal cost, in US$/MWh) were estimated using previous work [4]. Briefly, these estimations

are based on the fuel market prices (i.e. US$ per short tonne of coal, thousand cubic feet of natural gas and barrel of oil) and on the appropriate heat rate (Btu/kWh) per power plant type in each of the jurisdictions considered in the study. The significance of the fuel costs resides in the determination of plant order according to merit (also called the *to-be-operated queue*) [25]. For nuclear, hydropower and *other renewable* power plants, fuel and variable operating costs were taken from the literature [6] and considered to be the same in 2006-2008. *Other renewable* includes municipal solid waste, other biomass, geothermal, solar thermal, photovoltaic and wind energy (see note Table 4). Finally, hourly fuel costs in combination with capacity values were used to estimate 26,300 hourly linear supply curves for each of the four jurisdictions *j*:

$$C^{S}_{j,h} = \alpha_{j,h} + (\beta_{j,h} * X^{S}_{j,h}) \quad (4)$$

In eq 4, $C^{S}_{j,h}$ is the estimated marginal supply cost (in US$/MWh) and $X^{S}_{j,h}$ is the quantity produced (in MWh). A simple linear regression is used to calculate the value of parameters $\alpha_{j,h}$ and $\beta_{j,h}$. Once again, *h* and *j* represent the hour and the jurisdiction. Finally, the supply function is also illustrated in Figure 2.

Table 4: Electricity generation capacity by fuel type in MW in 2006, 2007 and 2008 [26-28].

	New England (1)			New York			New Brunswick		Ontario	
	2006	**2007**	**2008**	**2006**	**2007**	**2008**	**2006**	**2007-08**	**2006**	**2007-08**
Coal-steam turbines	613	613	613	4,014	3,570	2,899	2,150	2,149	9,818	9,748
Petroleum	1,667	1,635	1,635	7,241	7,286	7,273	14	14	75	66
Steam turbine	1,547	1,445	1,496	6,870	6,658	6,240				
Gas turbine	104	96	86	295	370	722				
Internal combustion	12	29	31	53	56	88				
Combined cycle	4	65	22	23	202	223				
Natural Gas	3,009	2,977	2,850	16,816	16,727	16,554	769	769	1,876	1,599
Combined cycle	2,647	2,525	2,372	9,730	9,963	9,494				
Gas turbine	341	440	470	899	1,115	2,091				
Steam turbine	21	11	8	6,142	5,529	4,934				
Internal combustion	-	-	-	45	120	34				
Nuclear	1,864	1,865	1,865	5,156	5,156	5,264	680	680	11,990	11,990
Hydroelectric	1,540	1,520	1,552	4,307	4,301	4,299	936	923	8,349	8,350
Other Renewable(2)	1,479	1,569	1,580	2,017	2,083	2,431	-	-	414	414
Total capacity	**10,172**	**10,179**	**10,095**	**39,550**	**39,121**	**38,720**	**4,549**	**4,535**	**32,521**	**32,166**

(1) New England refers to the states of Maine, New Hampshire and Vermont. The other New England states (Massachusetts, Rhode Island and Connecticut) are not considered because they do not share a border with Quebec and therefore do not trade electricity with the province.
(2) *Other renewable* includes municipal solid waste, other biomass, geothermal, solar thermal, photovoltaic energy and wind.
Note. For US jurisdictions, it is possible to disaggregate natural gas and oil capacity as a function of prime mover. This additional step (breaking down a plant's capacity by fuel and prime mover) helps to provide detailed fuel cost data, not only as a function of the fuel type but also as a function of the prime mover (for example, natural gas combined-cycle plants are dispatched at a lower fuel cost than natural gas steam turbine plants). For ON and NB, data come from Statistics Canada, which reports thermal capacity by technology type (steam, internal combustion and combustion turbine) rather than by fuel like the EIA in the US. However, since the dominant fuel for steam power plants is coal, for internal combustion is oil and for combustion turbine is natural gas, the two groups were merged accordingly.

2.2.3. Estimating the hourly electricity market price at equilibrium

Using the demand function (eq 1) and the supply function (eq 4), it is possible to express the demand $X^D_{j,h}$ and the electricity market price $P^D_{j,h}$ as a function of the parameters $a_{j,h}$, $b_{j,h}$, $\alpha_{j,h}$ and $\beta_{j,h}$, for every hour. Knowing that, at equilibrium, $C^S_{j,h} = P^D_{j,h}$ (see Figure 2), equation 1 and 4 give:

$$X^D_{j,h} = (a_{j,h} - (b_{j,h} * \alpha_{j,h}))/[1 + (b_{j,h} * \beta_{j,h})] \quad (5)$$

$$P^D_{j,h} = (a_{j,h} - X^D_{j,h})/b_{j,h} \quad (6)$$

In order to assess the adequacy of the proposed partial equilibrium model, the obtained hourly electricity market price $P^D_{j,h}$ in the absence of carbon taxes should be close to the compiled hourly electricity market price provided by the independent electricity system operator (ISO New England [18], NY ISO [19] and Ontario IESO [20]). Table 5, which compares both data sets for each jurisdiction, shows the adequacy of the proposed partial equilibrium model. Indeed, the assessed parameters demonstrate that estimated values using the proposed partial equilibrium model are representative of those from the independent electricity system operator. The proposed model can therefore be used to estimate the new values of hourly electricity market price $P'^D_{j,h}$ for different carbon tax levels. However, GHG emissions rates by fuel source in each adjacent

market to the province of Quebec must also be known. Table 6 presents the values that were used.

Table 5: 2006-2008 electricity market price comparison without carbon tax (US$/MWh), where P and P' refer to the market price provided by the independent system operator and the modelled price using the partial equilibrium model, respectively.

	New England		New York		New Brunswick		Ontario	
	P	P'	P	P'	P	P'	P	P'
Stdev	20.0	19.5	20.0	23.8	20.9	17.2	24.6	17.7
Min	20.8	32.2	-944.7	1.4	10.6	31.3	-27.5	-38.3
Max	218.9	168.7	191.9	211.3	213.4	127.7	611.7	207.9
Median	64.2	62.7	58.5	55.1	62.7	58.4	38.0	39.1
Average	66.0	66.7	59.6	59.7	65.3	63.0	43.8	41.6
Correlation coefficient	0.63		0.76		0.71		0.67	

Table 6: Operation stage GHG emission rates (tonne CO2eq/MWh) by fuel type and prime mover (ST, GT, IC and CC refer to steam turbine, gas turbine, internal combustion and combined cycle) [4].

		Operation stage GHG emissions (tonne CO_2eq/ MWh)									
		New York				New England				Ontario	New Brunswick
		ST	GT	IC	CC	ST	GT	IC	CC		
Coal	*2006*	0.99				1.09				0.94	0.91
	2007	0.99				1.09					
	2008	0.98				1.11					
Natural gas	*2006*	0.60	0.65	0.64	0.38	0.71	0.52	--	0.38	0.62	0.45
	2007	0.60	0.52	0.65	0.39	0.91	0.44	--	0.38		
	2008	0.61	0.55	0.74	0.39	0.78	0.44	--	0.38		
Oil	*2006*	0.85	1.09	1.15	0.67	0.93	1.35	0.81	0.57	1.26	0.84
	2007	0.84	1.05	0.98	0.87	0.93	1.31	0.92	0.58		
	2008	0.86	1.05	1.09	0.49	1.04	1.50	0.88	0.60		
Hydropower and nuclear (1)	*2006* *2007* *2008*	0				0				0	0

(1) Hydropower and nuclear operation stage GHG emission rates are equal to zero. Nuclear energy is a base load technology with almost no flexibility. Its operation is unavoidable in the short term and its emissions should therefore not be assigned [29].

Note. Emissions rate estimates do not cover all life cycle stages (i.e. resources extraction including installation to infrastructure decommissioning), since carbon taxes do not yet consider these emissions.

For every carbon tax value, new values are obtained for parameters $\alpha'_{j,h}$ and $\beta'_{j,h}$ along with new values for the hourly electricity market price $P'^{D}_{j,h}$. Indeed, referring to Figure 3, for a given carbon tax, a new supply function is estimated $C'^{S}_{j,h}$ (see linear regression with carbon taxes in Figure 3), and new values are obtained for parameters $\alpha'_{j,h}$ and $\beta'_{j,h}$. At the new equilibrium point ($P'^{D}_{j,h} = C'^{S}_{j,h}$), the new value of the hourly electricity market price $P'^{D}_{j,h}$ is estimated using equations 5 and 6 (with parameters $a_{j,h}$, $b_{j,h}$, $\alpha'_{j,h}$ and $\beta'_{j,h}$). Once $P'^{D}_{j,h}$ is determined, the economic benefits of RES can be estimated from the difference between their life cycle cost (see Table 3) and the new hourly electricity market price $P'^{D}_{j,h}$. The constructed dispatch curves are essentially short run marginal cost curves, reflecting the fuel costs, variable operating costs and carbon dioxide generation emissions costs in each jurisdiction adjacent to Quebec. It is important to note that in this partial equilibrium analysis, the impacts of carbon taxes on the fuel market prices (i.e. US$ per short tonne of coal, thousand cubic feet of natural gas and barrel of oil) are not included. Important changes to these prices may alter the merit-based plant ranking.

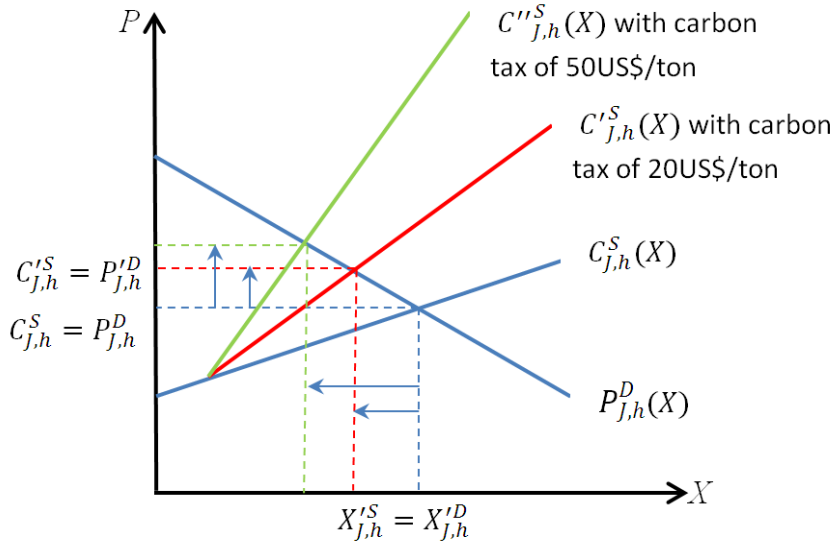


Figure 3: Partial equilibrium illustration and carbon tax analysis at a given hour h and jurisdiction *j*.

2.3. Third analysis: Adding the value of avoided GHG emissions

The electricity generated by the RES in this study would have to offset the emissions of traditional power generation (i.e. centralized). A previous analysis presented in section 2.2 does not consider the avoided GHG emissions and its related economic benefits. The suggested analysis aims to bridge the gap by going one step further and internalizing the externalities that correspond to the avoided GHG emissions. If one of the selected RES is not producing electricity, no centralized electricity generation offsets could occur in the given hour. During RES generation, the province of Quebec could be importing or exporting electricity from or to the adjacent jurisdictions. It is assumed that when Quebec imports (due to increased electricity demand), the marginal technology in the adjacent jurisdictions that will be in operation to meet Quebec's demand will decrease its production in the amount that the RES are able to cover. In the same way, when Quebec exports electricity, the marginal technology in the adjacent jurisdictions will decrease its production in an amount equivalent to RES production, since less is required from the marginal technology. The marginal consequence of RES generation (i.e. the decrease in electricity production of the marginal technology located in the markets adjacent to Quebec) is assumed to be proportionate to the magnitude of RES generation due to unavailable data on transportation losses. The method presented in the following sections introduces the modeling process advanced to internalize the externalities that correspond to the avoided GHG emissions.

2.3.1. Determination of the hourly marginal electricity production technologies

To single out a marginal electricity production technology, the first step refers back to previous work (see section 2.3 and Table 4 of previous work [4]) and briefly consists of comparing the hourly electricity market prices (see section 2.2.1) to the estimated fuel costs (see section 2.2.2) for each studied jurisdiction. The marginal electricity production technology is defined as the last power plant in the merit-order of all power plants needed to meet the electricity demand and whose output varies with small changes in local market conditions (i.e.an increased demand due to Quebec imports or a lower requirement for local supply due to Quebec exports). The

determination of the hourly marginal electricity production technology was repeated for every carbon tax level (from 0 to 100 US$/tonne CO^2eq).

2.3.2. Matching RES electricity production and the hourly marginal electricity production technology

Once hourly marginal electricity production technologies are identified for each of the studied jurisdictions, matching these data with the hourly electricity production of the RES is straightforward. Indeed, for every hourly RES production, it is important to know which power plant is the marginal one in each jurisdiction. Once again, the marginal electricity production technology is assumed to curb its production and therefore avoid emissions during RES electricity production. Finally, the step is repeated for every carbon tax level (from 0 to 100 US$/tonne CO_2eq).

2.3.3. Estimation of the avoided GHG emissions and internalization

The estimation must be carried out by using the emission rates of each of the hourly marginal electricity production technologies identified in each market adjacent to Quebec (Table 6). In a given hour, GHG abatements by the assessed RES (e.g. 30 kW micro-wind turbine) are equal to the GHG emissions (not emitted) of the affected centralized marginal electricity production technology (decreased electricity production). The hourly avoided GHG emissions is multiplied by the value of the carbon tax (of a given level), and the result is added to the new value of the hourly electricity market price $P^{*D}_{j,h}$ determined in section 2.2. This is repeated for each hour in the 2006-2008 period and for every carbon tax level (from 0 to 100 US$/tonne CO_2eq).

3. Results and discussion

3.1 First analysis: RES benefits considering the hourly electricity market price

In comparison to previous work [8], RES and micro-wind 30 kW in particular were identified to be economically feasible only at above average climatic conditions. Refining the estimate by integrating the time variability of RES electricity production and matching it with the hourly electricity market price reveals lack of benefits in today's electricity market conditions. In fact, Table 7 results show that the RES electricity cost is much greater than its market value. In this analysis, the RES economic value is defined as the difference between the life cycle cost (see

Table 3) and the hourly market price in jurisdictions adjacent to Quebec (defined in their respective spot markets, see section 2.1). Therefore, a positive value indicates the significance of the life cycle costs of RES. This is mainly explained by the high RES acquisition cost, commonly confirmed with recent publication assessing the technico-economic feasibility of small scale renewable technologies [5, 7, 30]. Keeping in mind that renewable distributed generation programs arise out of electricity market reforms with talks of implementing a carbon mitigation policy such as carbon taxes [4, 5], considering the impacts of carbon taxes on hourly electricity market prices is therefore justified when assessing the extent to which RES could be economically feasible.

Table 7: RES loss (production cost minus revenue) (US$/MWh) and geographical variations (W30: micro-wind 30 kW, W10: micro-wind 10 kW, W1: micro-wind 1 kW, PVm: 3 kWp mono-crystalline, PVp: 3 kWp poly-crystalline).

Market	Climatic conditions	W30	W10	W1	PVm	PVp
New Brunswick	B Average	316.96	586.76	850.15	347.89	317.51
	Average	113.12	233.24	341.28	296.70	270.29
	A Average	74.95	163.17	242.31	255.44	232.01
New England	B Average	316.96	586.76	850.15	347.89	317.51
	Average	109.79	229.80	337.76	293.47	267.05
	A Average	72.67	160.73	239.81	252.30	228.87
New York	B Average	323.94	593.68	857.09	354.13	323.75
	Average	117.39	237.48	345.49	299.92	273.51
	A Average	79.34	167.48	246.59	258.54	235.11
Ontario	B Average	337.40	607.21	870.59	364.50	334.11
	Average	131.15	251.25	359.25	310.76	284.34
	A Average	93.36	181.47	260.57	268.99	245.57

3.2. Second analysis: RES benefits considering different carbon tax levels

Referring to the partial equilibrium model that was developed (section 2.2), different levels of carbon taxes (from 0 to 100 US$/tonne CO_2eq) are simulated. For every level, new values of the parameters $\alpha'_{j,h}$ and $\beta'_{j,h}$ are obtained and, consequently, new $P'^{D}_{j,h}$ hourly electricity market price values are determined using equations 5 and 6 (see Figure 3). Using the estimated new

hourly electricity market price $P'^{D}_{j,h}$, the economic benefits of RES are estimated in keeping with the first analysis (section 2.1) and using the difference between their life cycle costs (see Table 3) and the new hourly electricity market price $P'^{D}_{j,h}$. Therefore, a positive value indicates a lack of economic benefits and significant life cycle costs for RES. A price elasticity value of −0.15 is used in the first step, and this elasticity value reflects the short-term (in)elasticity of electricity consumption [24]. In the second step, a sensitivity analysis using different elasticity values (from -0.05 to -0.5) is used to test the robustness of the study conclusion.

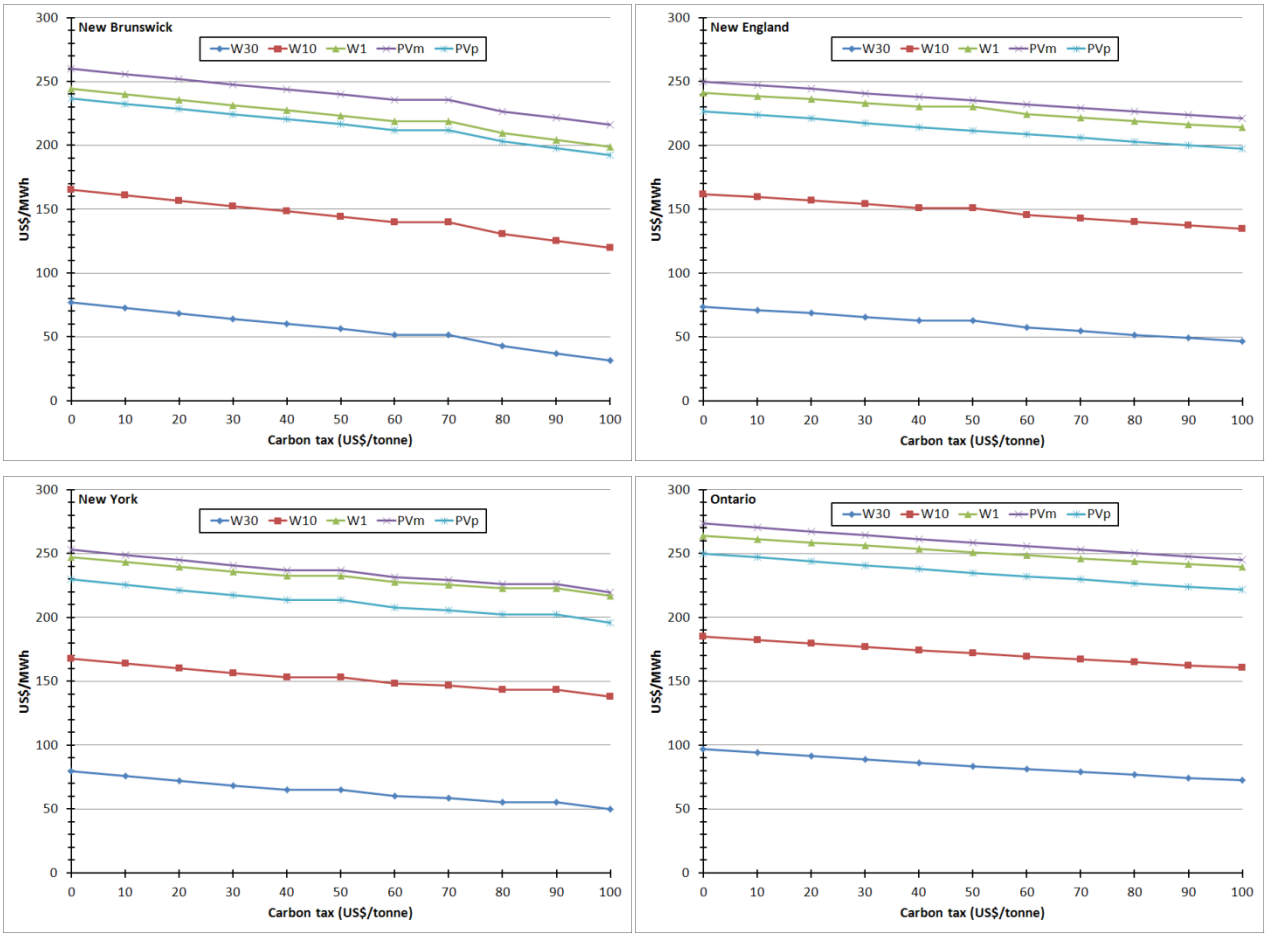


Figure 4: Net cost of RES production in markets adjacent to Quebec and for carbon taxes ranges using an elasticity value of -0.15 (Above average climatic conditions in Quebec; W30, W10, W1, PVm and PVp refer to micro-wind 30 kW, micro-wind 10 kW, micro-wind 1 kW, 3 kWp mono-crystalline, 3 kWp poly-crystalline).

3.3. Third analysis: Adding the value of avoided GHG emissions

The estimated emissions reductions from displaced traditional electricity generation depend on the timing of RES generation. Figure 4 results do not consider the avoided GHG burdens and related additional economic benefits. During RES generation, the province of Quebec could be importing or exporting electricity from or to adjacent jurisdictions. It is therefore assumed that when Quebec imports electricity due to increased electricity demand, the marginal technologies in the adjacent jurisdictions that respond to Quebec's imports will decrease their production proportionally according to the amount of electricity that RES are able to provide. It is also assumed that when Quebec exports electricity, the marginal technologies in the adjacent jurisdictions will decrease their production, since less is required of these technologies proportionally based on RES production. Figure 5 results aim to bridge the gap by going one step further in the analysis and internalizing the externalities that correspond to the avoided GHG emissions due to RES generation.

For above average conditions, RES and micro-wind 30 kW in particular is determined to be economically feasible in the New Brunswick market with a carbon tax equal to US$50/tonne. This is also the case for the New England jurisdictions with a carbon tax equal to US$80/tonne and is the case for the New York jurisdiction with a carbon tax over US$100/tonne. No economic benefits are noted for the Ontario jurisdiction since hydropower is the most frequently used marginal technology and therefore does not generate GHG burdens. Finally, regardless of the scenarios, for the other assessed technologies, the RES acquisition cost is once again high enough that, even for above average conditions, it cannot be covered by the increase in electricity market prices with carbon taxes and the internalization of the avoided burdens. This third analysis clearly highlights the extent to which a high acquisition cost could hinder the implementation of distributed RES generation within an energy policy. In fact, from an economic perspective, the investment in distributed RES in the Northeastern American market is not profitable at this time. Implementing DG as an energy policy may be justified when the economic benefits of avoided burdens are considered. However, this constitutes a significant challenge in policy implementation.

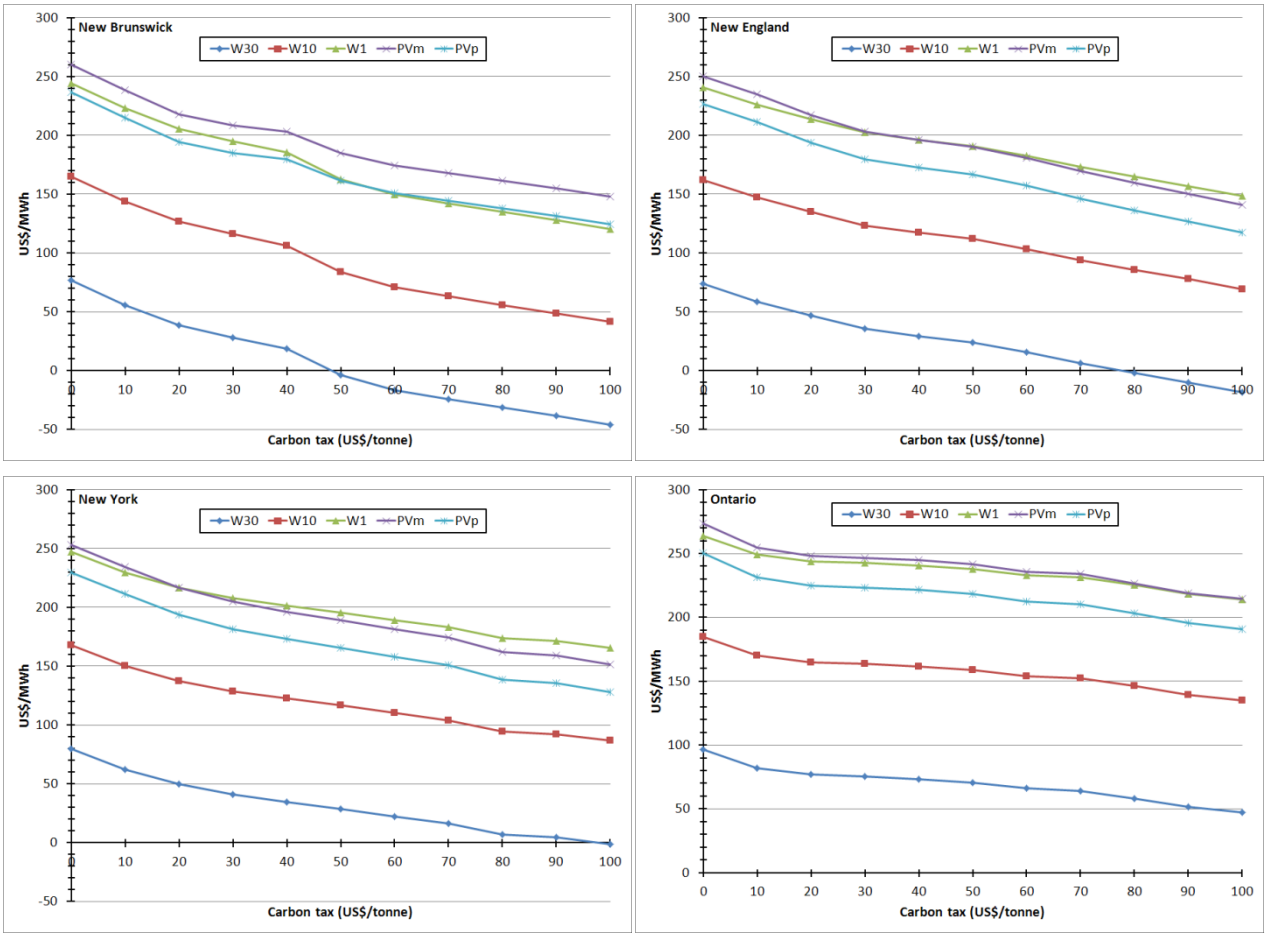


Figure 5: Net Cost considering economic benefits of avoided emissions as a consequence to RES production in Quebec adjacent market and for ranges of carbon taxes with an elasticity value of (-0.15) (Above average Quebec climatic conditions; W30, W10, W1, PVm and PVp refer to micro-wind 30 kW, micro-wind 10 kW, micro-wind 1 kW, 3 kWp mono-crystalline, 3 kWp poly-crystalline).

Conclusion

Despite their high initial cost, small-scale photovoltaic and wind electricity production technologies receive significant funding. In fact, incentive programs and tax rebates are commonly proposed to offset the economic burden of the initial capital that is required. However, such financial support would be fully justified and, consequently, more easily promoted, if the economic value of small-scale RES integration was clearly established. The objective of this

paper is to assess the economic value of RES, including their environmental benefits, using hourly generation information in conjunction with hourly wholesale price data. The results of this study provide a better estimate of the bias that result from neglecting 1) the time pattern of hourly wholesale prices, 2) the impacts of carbon taxes on hourly wholesale prices and 3) the value of marginal hourly GHG emissions.

Selected RES include two types of grid-connected photovoltaic panels (3 kWp mono- and poly-crystalline) and three types of micro-wind turbines (1, 10 and 30 kW) modeled for different climatic conditions in Quebec (Canada). The cost of electricity is based on the technical performance of the studied RES using a life cycle costing methodology. The economic value of RES electricity is estimated with the 2006-2008 hourly wholesale electricity prices in Northeastern American markets.

Results show that distributed generation (DG) has no economic benefits using the selected RES, even with a US$100/tonne of CO_2-equivalent carbon tax. This finding remains the same when the value of the avoided GHG emissions is fully internalized, except for one scenario (micro-wind 30 KW). Our results are key to understanding the extent to which subsidies for distributed RES can be economically sustainable when these systems are integrated into regional networks driven by centralized electricity production.

Acknowledgements

The authors acknowledge the financial support of the industrial partners of the International Chair in Life Cycle Assessment (a research unit of CIRAIG): ArcelorMittal, Bell Canada, Cascades, Eco Entreprises Québec, RECYC-QUÉBEC, Groupe EDF, Gaz de France, Hydro-Québec, Johnson & Johnson, Mouvement des caisses Desjardins, Rio Tinto Alcan, RONA, SAQ, Total and Veolia Environment.

References

[1] Heagle ALB, Naterer GF, Pope K. Small wind turbine energy policies for residential and small business usage in Ontario, Canada. Energy Policy. 2011;39:1988-99.

[2] McMonagle R. Setting the Price For PV for the Advanced Renewable Tariffs Program In Ontario. Canadian Solar Industries Association; 2006. p. 6.

[3] Hoicka CE, Rowlands IH. Solar and wind resource complementarity: Advancing options for renewable electricity integration in Ontario, Canada. Renewable Energy. 2011;36:97-107.

[4] Amor MB, Pineau P-O, Gaudreault C, Samson R. Electricity trade and GHG emissions: Assessment of Quebec's hydropower in the Northeastern American market (2006-2008). Energy Policy. 2011;39:1711-21.

[5] Delucchi MA, Jacobson MZ. Providing all global energy with wind, water, and solar power, Part II: Reliability, system and transmission costs, and policies. Energy Policy. 2011;39:1170-90.

[6] Newcomer A, Blumsack SA, Apt J, Lave LB, Morgan MG. Short Run Effects of a Price on Carbon Dioxide Emissions from U.S. Electric Generators. Environmental Science & Technology. 2008;42:3139-44.

[7] Borenstein S. The Market Value and Cost of Solar Photovoltaic Electricity Production. California, US: UCEI; 2008. p. 38.

[8] Amor MB, Lesage P, Pineau P-O, Samson R. Can distributed generation offer substantial benefits in a Northeastern American context? A case study of small-scale renewable technologies using a life cycle methodology. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2010;14:2885-95.

[9] Kemmoku Y, Shundoh G, Takikawa H, Kawamoto T, Sakakibara T. A study of the buying price of photovoltaic electricity under a carbon tax regime. Electrical Engineering in Japan. 2003;143:38-49.

[10] Borenstein S. The Private and Public Economics of Renewable Electricity Generation. California, US: Haas School of Business; 2011. p. 32.

[11] Hoppock DC, Patiño-Echeverri D. Cost of Wind Energy: Comparing Distant Wind Resources to Local Resources in the Midwestern United States. Environmental Science & Technology. 2010;44:8758-65.

[12] Natural Resources Canada., NRCan/CTEC. RETScreen™ 4ed. Varennes, Qc2008.

[13] National Renewable Energy Laboratory. HOMER. 2.68 ed. Golden, CO2009.

[14] Mithraratne N. Roof-top wind turbines for microgeneration in urban houses in New Zealand. Energy and Buildings. 2009;41:1013-8.

[15] Sherwani AF, Usmani JA, Varun. Life cycle assessment of solar PV based electricity generation systems: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2010;14:540-4.

[16] Jungbluth N, Tuchschmid M. Photovoltaics Dübendorf, CH.: Ecoinvent; 2007. p. 181.

[17] Pineau P-O, Lefebvre V. The value of unused interregional transmission: Estimating the opportunity cost for Quebec (Canada). International Journal of Energy Sector Management. 2009;3:406-23.

[18] ISO New England. Historical Data – Hourly Zonal Information. Hourly Zonal Information2010.

[19] NYISO. Market Data Exchange – Day-Ahead Market LBMP. Pricing Data2010.

[20] IESO. "Market Summaries", Ontario Independent Electricity System Operator. Market Summaries2010.

[21] IESO. "Historical Data", Ontario Independent Electricity System Operator. 2011.

[22] NYISO. Market & Operational Data – Load Data-Real Time. 2011.

[23] New Brunswick System Operator. Reports & Assessments-Historical System Information. 2011.

[24] Lijesen MG. The real-time price elasticity of electricity. Energy Economics. 2007;29:249-58.

[25] Harris C. Electricity markets : pricing, structures and economics. Chichester ; Hoboken, NJ: John Wiley & Sons; 2006.

[26] Statistics Canada. Electric Power Generation, Transmission and Distribution 2006. Ottawa, ON: Minister of Industry; 2008. p. 44.

[27] Statistics Canada. Electric Power Generation, Transmission and Distribution 2007. Ottawa, ON: Minister of Industry; 2009. p. 44.

[28] EIA. State Electricity Profiles 2009. Washington, DC U.S. Department of Energy; 2011. p. 317.

[29] Gagnon L, Belanger C, Uchiyama Y. Life-cycle assessment of electricity generation options: The status of research in year 2001. Energy Policy. 2002;30:1267-78.

[30] Ren H, Gao W, Ruan Y. Economic optimization and sensitivity analysis of photovoltaic system in residential buildings. Renewable Energy. 2009;34:883-9.

ANNEXE 5 : ÉVALUATION DE L'INFLUENCE DE L'INTRODUCTION DE LA TAXE CARBONE SUR LES IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX ET ÉCONOMIQUES RELIÉS AUX CONSÉQUENCES DE L'INTÉGRATION DE LA PRODUCTION DISTRIBUÉE

L'effet de l'introduction de la taxe carbone sur la performance économique de la production distribuée a été évalué dans l'article 4 (annexe 4). En résumé, l'introduction de la taxe sur le carbone a pour effet 1) d'augmenter le prix de production de l'électricité et par conséquent, selon les mécanismes d'équilibre partiel, d'augmenter la valeur de l'électricité dans le marché et 2) d'influencer la fréquence d'utilisation des technologies marginales dans le temps.

L'effet de l'introduction de la taxe carbone sur la performance environnementale de la production distribuée n'a pas été évalué dans l'article 4, mais l'est dans cette section

1. Identification des technologies marginales de production centralisée

Afin de pouvoir évaluer l'effet de l'introduction de la taxe carbone sur la performance environnementale de la production distribuée, il est d'abord nécessaire d'identifier explicitement les technologies marginales impliquées (ce qui n'a pas été fait dans l'article 4). Ceci fait l'objet de cette section.

La procédure pour l'identification des technologies marginales présentées dans l'annexe 3 (article 3) est aussi appliquée pour cette analyse. Cependant, l'introduction de la taxe sur le carbone a pour effet d'augmenter le prix de production de l'électricité et par conséquent, selon les mécanismes d'équilibre partiel, d'augmenter la valeur de l'électricité dans le marché. Ceci modifie la fréquence d'utilisation des technologies marginales. Les résultats obtenus sont présentés dans les tableaux 2-4 en fonction du niveau de la taxe sur le carbone (c.-à-d. 30-60 et 90 $US par tonne de CO_2). Le tableau 1 présente les fréquences des technologies marginales en absence de de la taxe sur le carbone pour mettre en perspective les résultats des tableaux 2-4.

En absence de taxe, les résultats du tableau 1 montrent que la production électrique au charbon en Ontario semble être la plus fréquemment affectée. Dans le cas du Nouveau-Brunswick, de la Nouvelle-Angleterre et de New York, c'est plutôt la production à partir de gaz naturel qui est le plus souvent affectée. Le même tableau montre également que d'autres technologies marginales sont également affectées, mais d'une intensité moindre que les technologies marginales principales identifiées.

Avec l'introduction d'une taxe de 30 $US par tonne de CO_2, les fréquences des technologies marginales changent. En effet, les résultats du tableau 2 montrent que la production électrique à partir de l'hydroélectricité en Ontario devient la technologie marginale la plus fréquente en Ontario. Ce changement s'explique par l'augmentation du prix de l'électricité produite à partir du charbon et par l'augmentation non significative du prix horaire du marché de l'électricité ($P'^{D}_{j,h}$). Il est à noter qu'en raison de la concordance entre la production de l'énergie solaire et la production centralisée de l'électricité à partir du charbon, la production électrique à partir du charbon devient la plus fréquemment marginale. Les résultats obtenus pour le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Angleterre et New York montrent que la technologie marginale la plus fréquente est toujours la production au gaz naturel.

En augmentant le prix de taxe de 60 à 90 $US par tonne de CO_2, les résultats des tableaux 3 et 4 montrent que les fréquences des technologies marginales changent encore plus significativement. En effet, avec un niveau de taxe élevé, le prix de production à partir des systèmes thermiques devient significativement plus élevé. Cette augmentation explique pourquoi l'hydroélectricité devient aussi plus fréquemment marginale au Nouveau-Brunswick et à New York (c.-à-d., pas seulement en Ontario).

Tableau 1: Fréquence des technologies marginales dans les marchés électriques limitrophes à la province de Québec **en absence de la taxe sur le carbone**, % d'heures durant 2006, 2007 et 2008 (W30, W10, W1, PVm et PVp réfèrent aux éoliennes de petites puissances de 30 kW, 10 kW et 1 kW, panneaux de 3 kWp de type monocristallin et de type polycristallin)

		Technologie marginale				Pas de production d'énergies renouvelables(a)
		Hydroélectricité	Charbon	Gaz naturel	Mazout	
Ontario	W30	20%	**66%**	11%	0%	3%
	W10	21%	**66%**	11%	0%	1%
	W 1	20%	**66%**	11%	0%	2%
	PVm	8%	**36%**	9%	0%	47%
	PVp	8%	**36%**	9%	0%	47%
Nouveau-Brunswick	W30	4%	38%	**54%**	2%	3%
	W10	4%	39%	**54%**	2%	1%
	W 1	4%	38%	**54%**	2%	2%
	PVm	1%	15%	**37%**	1%	47%
	PVp	1%	15%	**37%**	1%	47%
Nouvelle-Angleterre	W30	7%	24%	**58%**	8%	3%
	W10	21%	**66%**	11%	0%	1%
	W 1	7%	24%	**58%**	8%	2%
	PVm	2%	8%	**38%**	5%	47%
	PVp	2%	8%	**38%**	5%	47%
New York	W30	4%	38%	**54%**	2%	3%
	W10	4%	39%	**54%**	2%	1%
	W 1	4%	38%	**54%**	2%	2%
	PVm	1%	15%	**37%**	1%	47%
	PVp	1%	15%	**37%**	1%	47%

(a) Les technologies marginales durant les heures de production des systèmes d'énergies renouvelables sont uniquement présentées dans ce tableau. Par conséquent, les technologies marginales durant les heures de non production ont été enlevées.

Tableau 2: Fréquence des technologies marginales dans les marchés électriques limitrophes à la province de Québec en présence d'une taxe **de 30$US/tonne de CO_2** , % d'heures durant 2006, 2007 et 2008 (W30, W10, W1, PVm et PVp réfèrent aux éoliennes de petites puissances de 30 kW, 10 kW et 1 kW, panneaux de 3 kWp de type monocristallin et de type polycristallin)

		Technologie marginale				Pas de production d'énergies renouvelables(a)
		Hydroélectricité	Charbon	Gaz naturel	Mazout	
Ontario	W30	**63%**	33%	2%	0%	3%
	W10	**64%**	33%	2%	0%	1%
	W 1	**63%**	33%	2%	0%	2%
	PVm	**28%**	**24%**	1%	0%	47%
	PVp	**28%**	**24%**	1%	0%	47%
Nouveau-Brunswick	W30	23%	20%	**52%**	2%	3%
	W10	24%	20%	**53%**	2%	1%
	W 1	24%	20%	**52%**	2%	2%
	PVm	4%	9%	**38%**	1%	47%
	PVp	4%	9%	**38%**	1%	47%
Nouvelle-Angleterre	W30	20%	20%	**57%**	1%	3%
	W10	**64%**	33%	2%	0%	1%
	W 1	20%	20%	**57%**	1%	2%
	PVm	4%	10%	**38%**	1%	47%
	PVp	4%	10%	**38%**	1%	47%
New York	W30	23%	20%	**52%**	2%	3%
	W10	24%	20%	**53%**	2%	1%
	W 1	24%	20%	**52%**	2%	2%
	PVm	4%	9%	**38%**	1%	47%
	PVp	4%	9%	**38%**	1%	47%

(a) Les technologies marginales durant les heures de production des systèmes d'énergies renouvelables sont uniquement présentées dans ce tableau. Par conséquent, les technologies marginales durant les heures de non production ont été enlevées.

Tableau 3: Fréquence des technologies marginales dans les marchés électriques limitrophes à la province de Québec en présence d'une taxe **de 60$US/tonne de CO_2** , % d'heures durant 2006, 2007 et 2008 (W30, W10, W1, PVm et PVp réfèrent aux éoliennes de petites puissances de 30 kW, 10 kW et 1 kW, panneaux de 3 kWp de type monocristallin et de type polycristallin)

		Technologie marginale				Pas de production d'énergies renouvelables(a)
		Hydroélectricité	Charbon	Gaz naturel	Mazout	
Ontario	W30	**87%**	9%	1%	0%	3%
	W10	**89%**	9%	1%	0%	1%
	W 1	**88%**	9%	1%	0%	2%
	PVm	**46%**	7%	1%	0%	47%
	PVp	**46%**	7%	1%	0%	47%
Nouveau-Brunswick	W30	**46%**	15%	35%	1%	3%
	W10	**47%**	15%	35%	1%	1%
	W 1	**46%**	15%	35%	1%	2%
	PVm	15%	11%	**26%**	1%	47%
	PVp	15%	11%	**26%**	1%	47%
Nouvelle-Angleterre	W30	38%	15%	**45%**	0%	3%
	W10	**89%**	9%	1%	0%	1%
	W 1	38%	15%	**45%**	0%	2%
	PVm	11%	10%	**32%**	0%	47%
	PVp	11%	10%	**32%**	0%	47%
New York	W30	**46%**	15%	35%	1%	3%
	W10	**47%**	15%	35%	1%	1%
	W 1	**46%**	15%	35%	1%	2%
	PVm	15%	11%	**26%**	1%	47%
	PVp	15%	11%	**26%**	1%	47%

(a) Les technologies marginales durant les heures de production des systèmes d'énergies renouvelables sont uniquement présentées dans ce tableau. Par conséquent, les technologies marginales durant les heures de non production ont été enlevées.

Tableau 4: Fréquence des technologies marginales dans les marchés électriques limitrophes à la province de Québec en présence d'une taxe **de 90$US/tonne de CO_2** , % d'heures durant 2006, 2007 et 2008 (W30, W10, W1, PVm et PVp réfèrent aux éoliennes de petites puissances de 30 kW, 10 kW et 1 kW, panneaux de 3 kWp de type monocristallin et de type polycristallin)

		Technologie marginale				Pas de production d'énergies renouvelables(a)
		Hydroélectricité	Charbon	Gaz naturel	Mazout	
Ontario	W30	**94%**	2%	1%	0%	3%
	W10	**95%**	2%	1%	0%	1%
	W 1	**95%**	2%	1%	0%	2%
	PVm	**51%**	2%	1%	0%	47%
	PVp	**51%**	2%	1%	0%	47%
Nouveau Brunswick	W30	**54%**	7%	35%	1%	3%
	W10	**55%**	7%	36%	1%	1%
	W 1	**54%**	7%	36%	1%	2%
	PVm	**21%**	5%	**27%**	1%	47%
	PVp	**21%**	5%	**27%**	1%	47%
Nouvelle-Angleterre	W30	4%	38%	**54%**	2%	3%
	W10	**95%**	2%	1%	0%	1%
	W 1	4%	38%	**54%**	2%	2%
	PVm	1%	15%	**37%**	1%	47%
	PVp	1%	15%	**37%**	1%	47%
New York	W30	**54%**	7%	35%	1%	3%
	W10	**55%**	7%	36%	1%	1%
	W 1	**54%**	7%	36%	1%	2%
	PVm	**21%**	5%	**27%**	1%	47%
	PVp	**21%**	5%	**27%**	1%	47%

(a) Les technologies marginales durant les heures de production des systèmes d'énergies renouvelables sont uniquement présentées dans ce tableau. Par conséquent, les technologies marginales durant les heures de non production ont été enlevées.

2 Évaluation et comparaison des impacts environnementaux et économiques du cycle de vie

Cette section a pour but d'estimer, en fonction du niveau de la taxe sur le carbone, les impacts environnementaux reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée d'énergies renouvelables. Les résultats obtenus, incluant ceux présentés dans le quatrième article, seront comparés aux résultats issus de l'utilisation d'approches conventionnelles et plus particulièrement des données marginales pour le court-terme (c.-à-d. identifier les technologies marginales selon l'approche à cinq étapes proposée par Weidema (2003) et supposer qu'ils sont invariables dans le temps).

La figure 1 montre l'évolution du prix de production des systèmes thermiques de production électrique en fonction de la taxe sur le carbone. Les technologies marginales sont identifiées pour 30, 60 et 90 $US par tonne de CO_2. La figure 1 montre que pour une taxe de 30 $US par tonne de CO_2, la production de l'électricité à partir de mazout est la technologie dont le cout d'opération est le plus élevé. Cette dernière est donc sélectionnée comme technologie marginale lorsque la procédure de Weidema [48] est appliquée. La figure 1 montre également que la production de l'électricité à partir du gaz naturel et du charbon se trouve en deuxième position pouvant ainsi être identifiée comme technologie marginale pour les quatre autorités. Ces trois systèmes seront donc considérés comme technologies marginales potentielles pour le niveau de taxe de taxe de 30 $US par tonne de CO_2. Il est à noter que le prix de production de l'hydroélectricité reste le plus bas et ne varie pas malgré l'augmentation du prix de la taxe sur le carbone. Ce dernier a été fixé à 10 $US/MWh en cohérence avec les prix utilisés dans le quatrième article [75].

En augmentant le prix de la taxe à 60 et 90 $US par tonne de CO_2, la production électrique à partir du mazout reste la plus couteuse suivi en deuxième position par le charbon. Pour des fins de comparaison, la production électrique à partir du gaz naturel sera également supposée comme technologie marginale malgré qu'elle ne soit pas directement sélectionnée l'approche à cinq étapes.

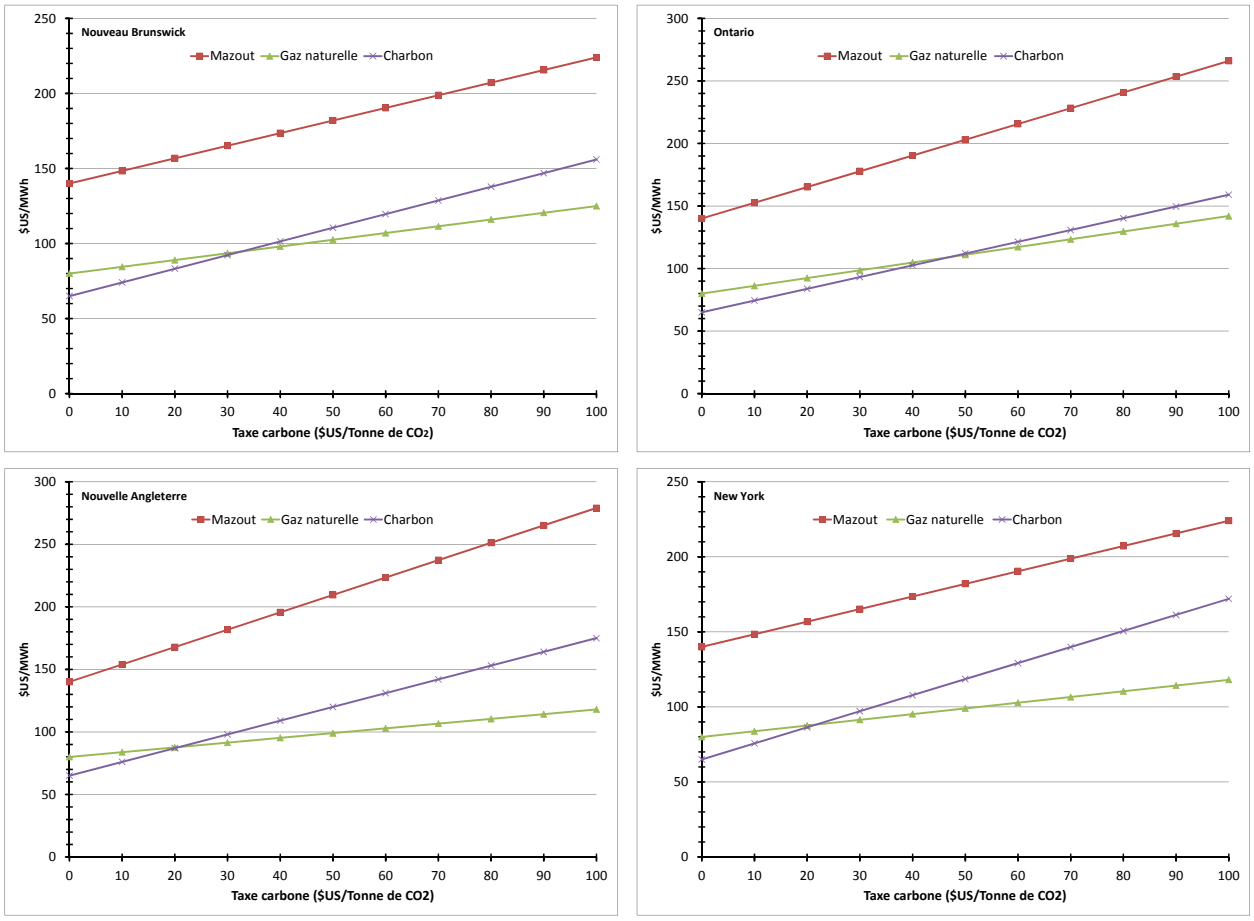


Figure 1: Évaluation du prix de production de l'électricité à partir des centrales thermiques en fonction du niveau de la taxe sur le carbone ($US/tonne de CO_2).

Avec l'identification des technologies marginales pour différents niveaux de taxe, il est possible d'évaluer les impacts environnementaux reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée renouvelable. Pour ce faire, le modèle développé d'équilibre partiel en plus de la méthodologie appliquée dans le troisième article (Annexe 3-section 2.2) ont été utilisés.

Tout d'abord, il est intéressant de rappeler qu'en absence de la taxe sur le carbone, l'utilisation de technologies marginales statiques identifiées (c.-à-d. gaz naturel et mazout) donnait une bonne approximation de l'ordre de grandeur des impacts environnementaux reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée renouvelable, et ce, malgré le degré d'incertitude. En effet, pour toutes les catégories de dommages évalués dans la figure 2, les estimations obtenues

en appliquant une quantification horaire se trouvent dans la plage de résultats obtenus en utilisant les deux scénarios de technologie marginale statiques (Mazout et gaz naturel).

Ensuite, avec l'intégration de la taxe sur le carbone d'une valeur de 30 $US par tonne de CO_2, les résultats de la figure 3 montrent que les estimés obtenus tenant compte de la dynamique de la production électrique se trouvent parfois dans la plage de résultats obtenus en utilisant les scénarios de technologies marginales statiques (mazout, gaz naturel et charbon). C'est l'exemple de l'Ontario avec la catégorie dommages santé humaine et ressources, où il est possible de voir que les scénarios de technologies marginales statiques (mazout, gaz naturel et charbon) surestiment les la réduction des impacts environnementaux. L'ajout d'un scénario renouvelable statique, plus précisément l'hydroélectricité, a permis de confiner de nouveau les résultats.

L'ajout du scénario hydroélectricité comme technologie marginale a également été testé avec l'intégration d'une taxe de 60$US et 90$US par tonne de CO_2. Les résultats obtenus permettent de confiner les résultats obtenus avec l'approche proposée étant donné que les résultats des scénarios de technologies marginales thermiques identifiées (mazout et charbon) surestiment encore les impacts environnementaux. Ceci est également le cas en utilisant la technologie marginale de production électrique à partir du gaz naturel. D'un point de vue économique, les résultats obtenus pour les niveaux de force des vents et d'ensoleillement au-dessus de la moyenne de la province de Québec et tenant compte d'une résolution horaire se trouvaient entre les résultats obtenus en utilisant les technologies marginales identifiées (Charbon, gaz naturel et mazout) en appliquant la procédure à cinq étapes.

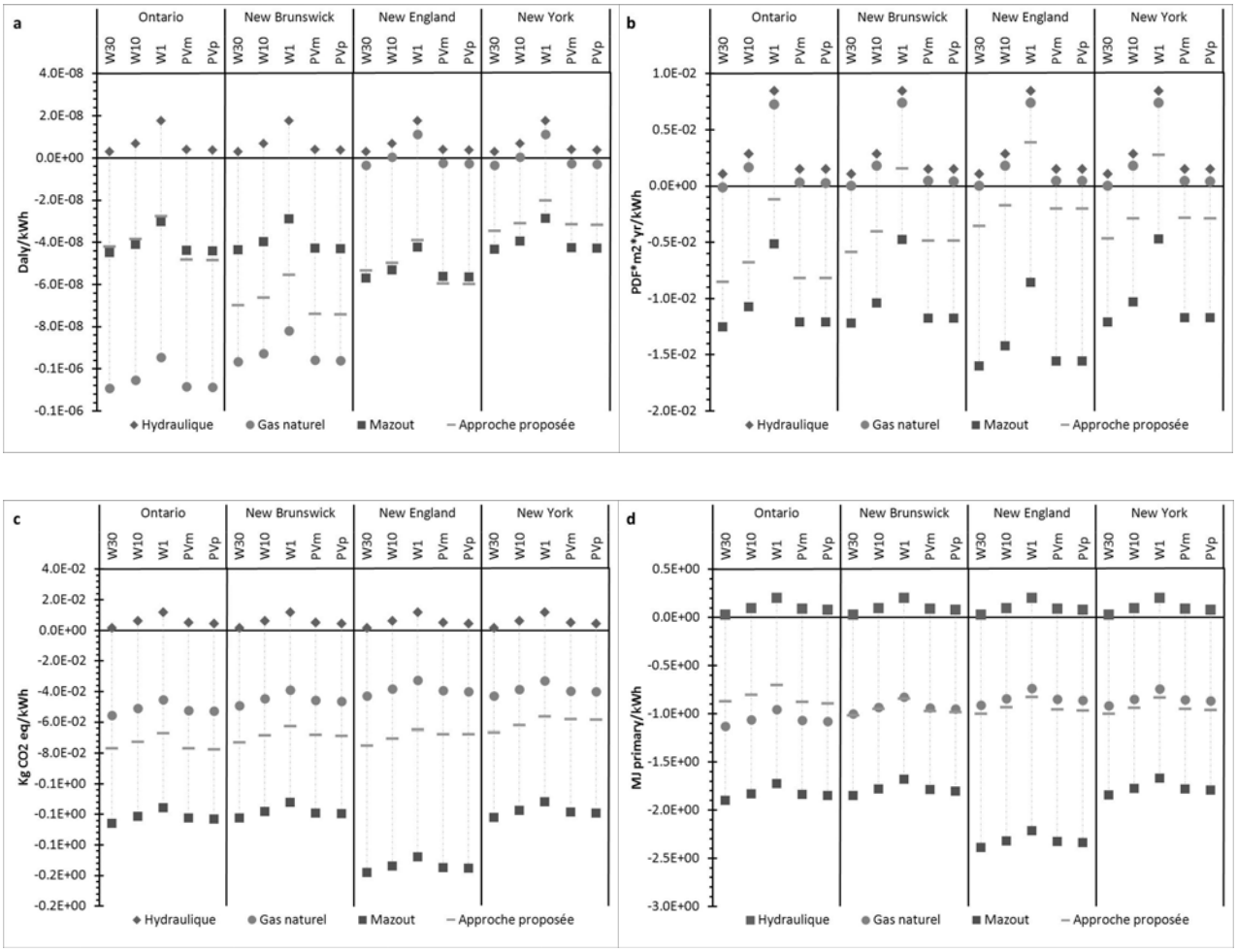


Figure 2 : Influence du choix des données lors de l'évaluation (**en absence de la taxe sur le carbone**) des impacts environnementaux reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée d'énergies renouvelables pour les conditions météorologiques au-dessus de la moyenne de la province de Québec (a, b, c et d réfèrent à la santé humaine, la qualité des écosystèmes, les changements climatiques et les ressources. W30, W10, W1, PVm et PVp réfèrent aux éoliennes de petite puissance de 30 kW, 10 kW et 1 kW, panneaux de 3 kWp de type monocristallin et de type polycristallin)

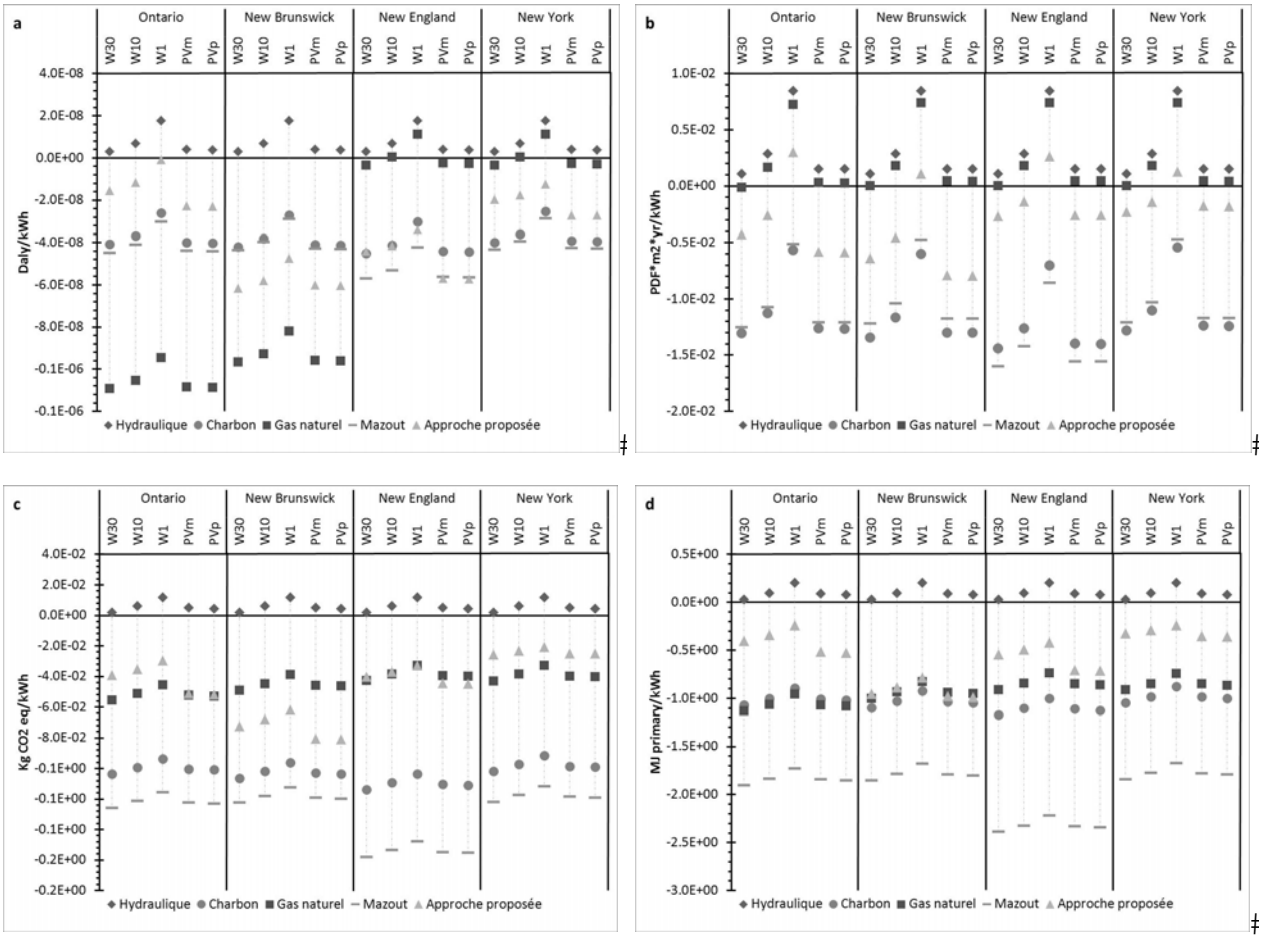


Figure 3. Influence du choix des données lors de l'évaluation (en présence d'une taxe **de 30$US/tonne de CO_2**) des impacts environnementaux reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée d'énergies renouvelables pour les conditions météorologiques au-dessus de la moyenne de la province de Québec (a, b, c et d réfèrent à la santé humaine, la qualité des écosystèmes, les changements climatiques et les ressources. W30, W10, W1, PVm et PVp réfèrent aux éoliennes de petite puissance de 30 kW, 10 kW et 1 kW, panneaux de 3 kWp de type monocristallin et de type polycristallin)

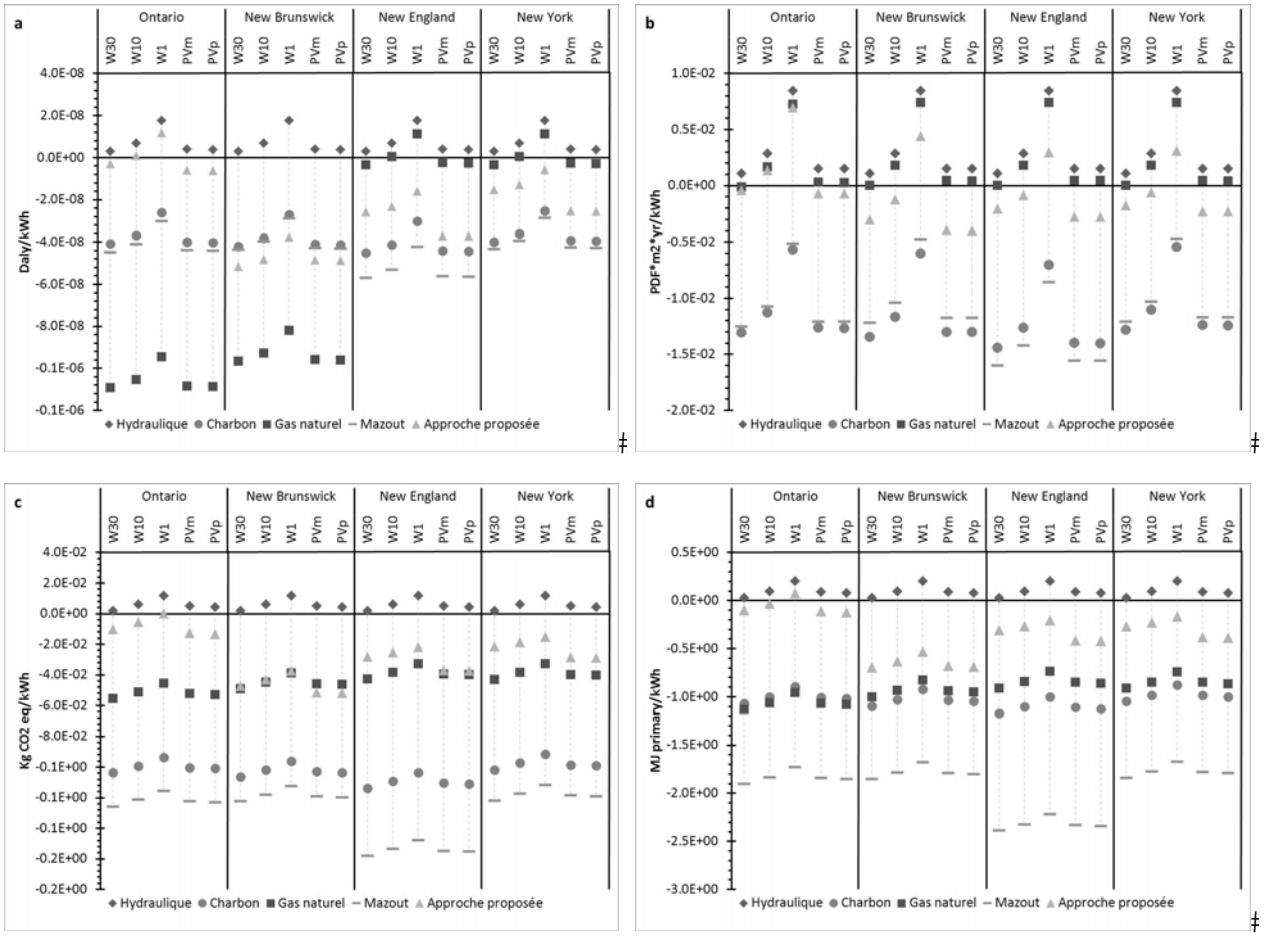


Figure 4. Influence du choix des données lors de l'évaluation (en présence d'une taxe **de 60$US/tonne de CO_2**) des impacts environnementaux reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée d'énergies renouvelables pour les conditions météorologiques au-dessus de la moyenne de la province de Québec (a, b, c et d réfèrent à la santé humaine, la qualité des écosystèmes, les changements climatiques et les ressources. W30, W10, W1, PVm et PVp réfèrent aux éoliennes de petite puissance de 30 kW, 10 kW et 1 kW, panneaux de 3 kWp de type monocristallin et de type polycristallin)

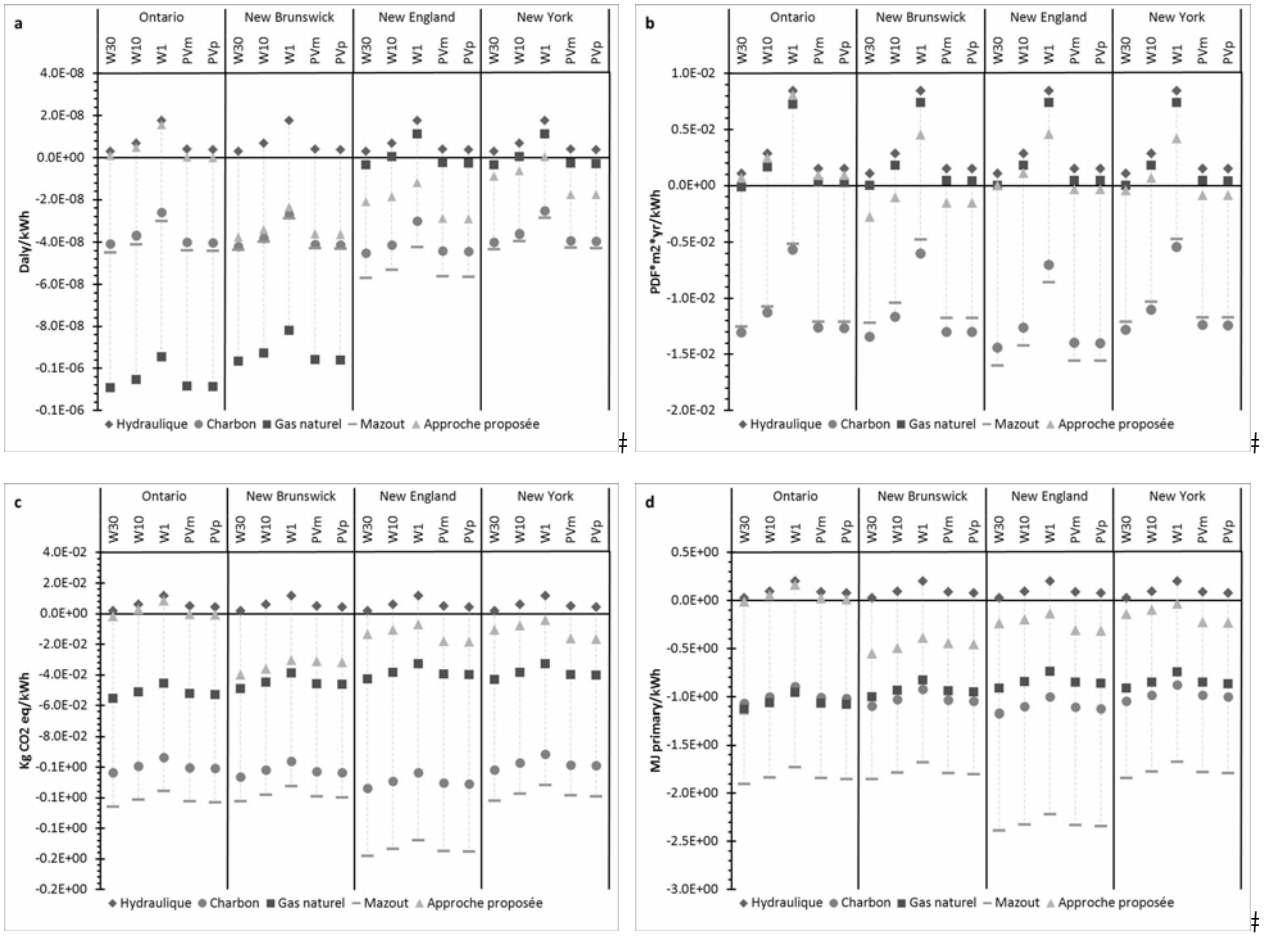


Figure 5. Influence du choix des données lors de l'évaluation (en présence d'une taxe **de 90$US/tonne de CO_2**) des impacts environnementaux reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée d'énergies renouvelables pour les conditions météorologiques au-dessus de la moyenne de la province de Québec (a, b, c et d réfèrent à la santé humaine, la qualité des écosystèmes, les changements climatiques et les ressources. W30, W10, W1, PVm et PVp réfèrent aux éoliennes de petite puissance de 30 kW, 10 kW et 1 kW, panneaux de 3 kWp de type monocristallin et de type polycristallin)

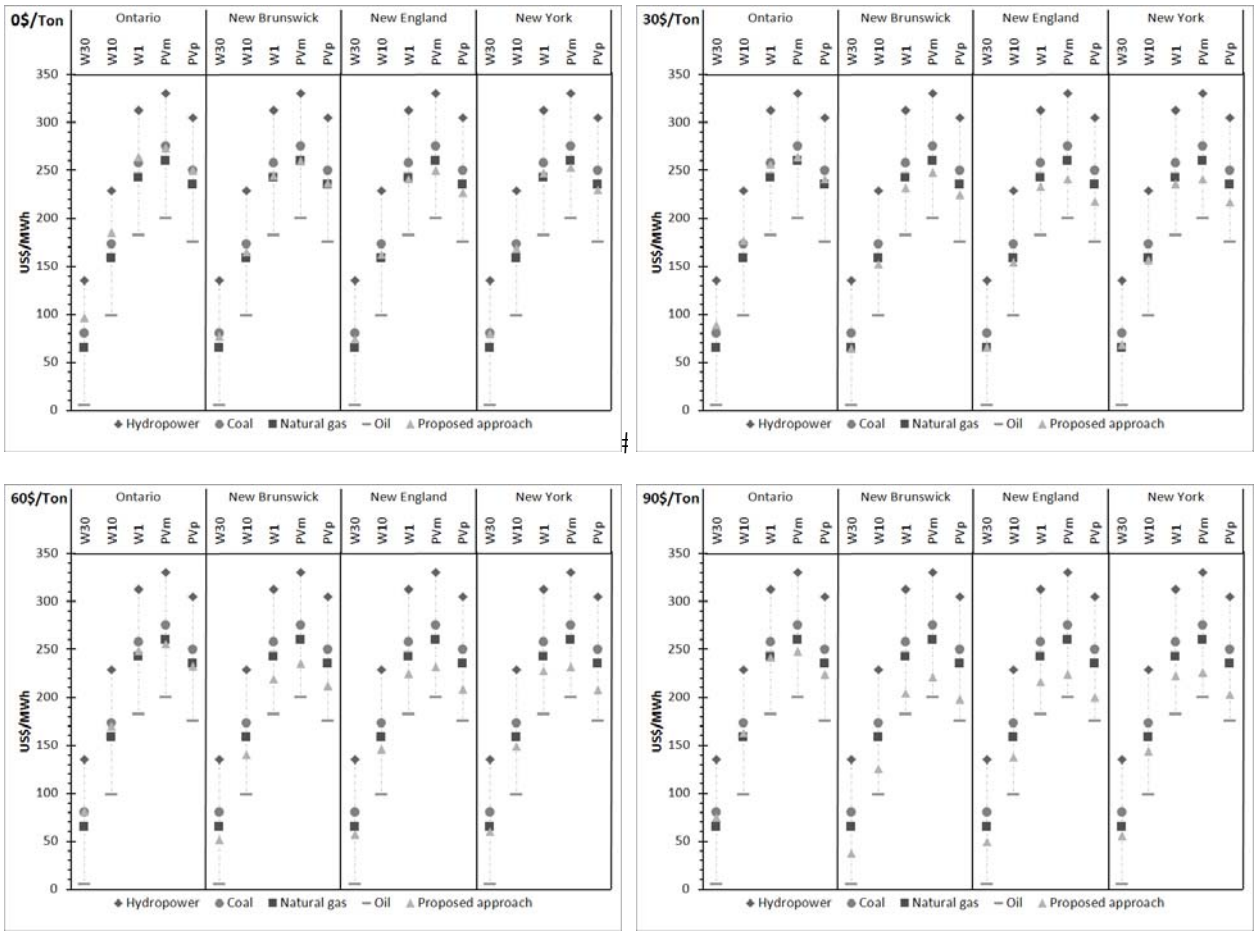


Figure 6. Influence du choix des données lors de l'évaluation (en présence d'une taxe **de 30$US, 60$US et 90$US/tonne de CO_2**) des impacts économiques reliés aux conséquences de l'intégration de la production distribuée d'énergies renouvelables pour les conditions météorologiques au-dessus de la moyenne de la province de Québec (W30, W10, W1, PVm et PVp réfèrent aux éoliennes de petites puissances de 30 kW, 10 kW et 1 kW, panneaux de 3 kWp de type monocristallin et de type polycristallin).

ANNEXE 6 : DESCRIPTION DES ÉTAPES DU CYCLE DE VIE

Étape de production

Peu d'informations détaillées ont été obtenues des manufacturiers concernant les diverses étapes de production des éoliennes de petites puissances de 1 et 10 kW. D'une manière générale, les informations obtenues sont de natures agrégées (par exemple : poids total de la partie mobile, etc.). C'est pourquoi, l'inventaire de l'éolienne de 30 kW, disponible dans la base de données *ecoinvent* [35], a été utilisé pour compléter l'inventaire de la partie mobile pour les éoliennes de 1 kW et 10 kW. Pour ce faire, les pourcentages de composition déterminés pour l'éolienne de 30 kW ont été appliqués. Les quantités de matériaux obtenus ont été remplacées par des données primaires dans le cas où l'information était disponible. Par exemple, la masse des pales de la partie mobile pour l'éolienne de 10 kW déterminée en utilisant des pourcentages de composition à partir de la base de données *ecoinvent*, soit 53,3 kg ou 11,2 % du poids total de la partie mobile, a été remplacée par la masse donnée par les manufacturiers [78], soit 65 kg ou 13,6 % du poids total de la partie mobile.

Les matériaux nécessaires pour la production de la tour de 22 m (éolienne de 30 kW) ainsi que leur quantité proviennent de la base de données *ecoinvent*. Pour la tour de 30 m en treillis et la tour tubulaire de 10 m, la composition et le poids des matériaux proviennent des fiches techniques fournies par les manufacturiers [78]. Aucun emballage n'est nécessaire pour la partie fixe des éoliennes de petites puissances. L'emballage a été uniquement pris en considération pour les éoliennes de 1 et 10 kW, et plus particulièrement pour leurs parties mobiles. Il est à noter que la production des éoliennes de petites puissances est réalisée en Amérique du Nord. Une distance de transport par camion de 1500 km a été estimée pour l'étape de distribution.

La production de l'onduleur et des composantes de raccordement est également prise en considération pour les éoliennes de petites puissances de 1, 10 et 30 kW [33, 35]. L'onduleur a pour rôle de transformer le courant continu (CC) de faible tension (12, 24 ou 48 V) à un courant

alternatif (CA) de tension égale à 120 Volts permettant ainsi d'injecter l'électricité produite dans le réseau. Les composantes de l'onduleur se résument par un transformateur, composantes électroniques (unité de contrôle), un couvercle et quelques connecteurs. Les données disponibles de production se rapportent à des onduleurs de 500W, 2500W et 500 kW. Les données de l'onduleur d'une puissance de 2500 W ont été jugées pertinentes dans un contexte de production distribuée. Ces derniers ont donc été sélectionnés et adaptés pour la puissance des éoliennes de petites puissances étudiées (1 et 10 kW), de la même manière que pour la filière Photovoltaique de 3 kWp. L'efficacité de l'onduleur et des composantes de raccordement est égale à 93.5%. Cette efficacité est basée sur la moyenne géométrique de l'efficacité mesurée pour quatre onduleurs types (2.5 à 3.8 kW) incluant ces composantes de raccordement [33]. Les données disponibles font référence à des onduleurs européens. Par conséquent, ces derniers ont une tension de 230 V et une fréquence de 50 Hz. Comparativement en Amérique du Nord, où la tension est de l'ordre de 110 V et la fréquence est égale à 60 Hz. Il est supposé que cette différence est négligeable et n'affecte pas l'inventaire de l'étape de production. La durée de vie est estimée à 15 ans. Le remplacement de l'onduleur considère la durée de vie des systèmes de production d'énergies renouvelables, soit 20 ans pour la partie mobile des éoliennes et 30 ans pour les panneaux solaires. L'inventaire présenté ne comprend pas l'emballage, le transport et la fin de vie. Ces derniers ont été intégrés pour la modélisation.

Connaissant la variété des configurations possibles des composantes de raccordement, il était plus réaliste de sélectionner une configuration possible. Peu d'informations détaillées a été obtenue des manufacturiers concernant les composantes de raccordement. C'est pourquoi il a été supposé que les matériaux sont proportionnels à la capacité électrique installée [113]. En effet, la tension reste toujours la même d'un système de production à un autre. Par contre, avec une augmentation de la puissance, l'intensité augmente ce qui augmente le diamètre des câbles et par conséquent la quantité de matériaux nécessaires. Les données disponibles correspondent à un système Photovoltaique de 3kWp et ont été adaptées pour la filière éolienne. Cette adaptation tient également compte de compte de la hauteur de la tour et de la puissance de production. La durée de vie des composantes de raccordement est estimée égale à la durée de vie des systèmes de production d'énergies renouvelables qu'elles raccordent.

En ce qui concerne la filière Photovoltaique, la majorité des modules sont fabriqués à partir de cellules au silicium cristallin (monocristallin ou polycristallin). D'une manière générale, le silicium est obtenu grâce à un processus de réduction de la silice en utilisant du carbone. La silice (quartz) est extraite et purifiée avant la réduction. Les lingots de silicium sont ensuite tranchés pour obtenir des rondelles (*wafer*) nécessaires pour la fabrication des cellules Photovoltaiques qui seront par la suite encapsulées en modules. Plus de détails quant aux étapes de fabrication de la cellule Photovoltaiques sont disponibles dans la littérature [30, 114] et aussi dans le rapport *ecoinvent* [33]. Il est à noter que la production des cellules Photovoltaiques est réalisée en Europe pour être vendue dans le marché nord-américain. Une distance de transport par bateau de 7 000 km a été estimée pour l'étape de distribution, comparativement aux onduleurs et aux équipements de raccordements qui sont produits dans le marché nord-américain et transportés sur une distance de 1500 km par camion.

Étape de distribution et d'installation

La distribution de la filière éolienne et solaire comprend principalement le transport des composantes jusqu'au site d'installation. Une distance moyenne de 1500 km par camion a été supposée pour l'étape de distribution. Sachant que les livraisons sont unitaires, il est erroné de considérer le train comme moyen de transport.

L'étape d'installation fait principalement référence à la consommation de l'énergie par la grue lors de la mise en place de la partie mobile assemblée à la tour. La consommation d'énergie électrique est estimée égale à 0,5 kWh/kg [35]. De plus, 118 kg de diesel est nécessaire pour la mise en place de la fondation en béton. En absence de données correspondant à l'étape de fin de vie, les mêmes données ont été considérées pour le démantèlement de la filière éolienne. La superficie de terrain nécessaire et son occupation durant la période d'exploitation de l'éolienne ont également été prises en considération. Cette superficie est variable selon la hauteur et du type de la tour.

L'installation de la filière solaire est considérée sur le toit sachant que ce type d'installation est le plus fréquemment appliqué [33]. Selon la même référence, l'énergie d'installation est estimée égale à 0,01 kWh/m². Cette estimation a également été utilisée pour le démantèlement en fin de vie de la filière.

Étape d'exploitation

Cette étape comprend essentiellement la production électrique des filières étudiées, incluant les ressources nécessaires à leur entretien périodique. Dans le cas des panneaux solaires, ces derniers sont nettoyés par le propriétaire une fois par année avec de l'eau potable (20 litres/m^2 de panneau). Aucun déplacement n'est donc nécessaire.

Pour les éoliennes de petites puissances, l'huile de lubrification est estimée usée après une durée de 4 ans de fonctionnement. Par conséquent, en tenant compte de la durée de vie des parties mobiles (20 ans), il est considéré que 5 changements d'huile sont effectués. Le déplacement de personnel qualifié à l'aide d'une voiture de service est nécessaire pour cette étape. La distance estimée est égale à 40 km (valeur par défaut dans la base de données *ecoinvent*).

Étape de fin de vie

Cette étape comprend la gestion des composantes de systèmes de production d'énergie en fin de vie, incluant leur transport. Le démantèlement est également considéré comme étape intégrante à la fin de vie. Tout d'abord, comme il a été mentionné, l'énergie nécessaire au démantèlement de la filière éolienne et solaire est supposée égale à celle de l'installation de la filière. Lors de l'étape de fin de vie, peu d'informations est disponible en raison de la récente intégration des systèmes de production d'énergies renouvelables. Ceci implique que les systèmes mis en place n'ont pas encore atteint leurs fins de vie. Pour cette étape, plusieurs hypothèses ont été mises de l'avant. Les composantes métalliques et vitreuses sont exclues des frontières du système (Approche *Cut-off*). Ainsi, ni l'impact environnemental ni les crédits ne sont affectés à ces composantes. Pour les matériaux hétérogènes comme ceux des pales (65 % en verre et 35 % en plastique), ces derniers sont considérés enfouis. La distance moyenne entre les résidences et les lieux d'enfouissement au Québec n'est pas connue, mais a été estimée à 50 km (par camion). De la même manière que l'éolienne, en fin de vie, en raison de l'hétérogénéité des composantes et de l'encapsulation des cellules Photovoltaiques, il y a beaucoup de développement quant au recyclage qui reste à faire [33]. Ainsi, les mêmes hypothèses de fin de vie ont été posées.

Analyse de contribution

L'analyse des résultats pour la filière éolienne de l'étape de production montre que la production des composantes de l'éolienne et l'installation de la partie fixe sont les principaux contributeurs des dommages potentiels. Les composantes de l'éolienne de contribution significative varient en fonction de la catégorie de dommage. D'une manière plus spécifique, pour les catégories dommages « changement climatique » et « ressources », la production de la nacelle, des composantes de raccordement et du rotor sont les composantes de l'éolienne les plus dommageables. Par contre, pour les catégories dommages « santé humaine » et « qualité des écosystèmes», la production de la nacelle, des composantes de raccordement sont les seules composantes de l'éolienne les plus dommageables. En ce qui concerne la production de la partie fixe, le transport des matériaux de la fondation et la production de l'acier de la tour et de l'armature pour la fondation sont les étapes les plus dommageables pour toutes les catégories de dommages. Finalement, le transport de la partie fixe des États-Unis au Québec lors de l'étape est l'étape la plus dommageable pour toutes les catégories de dommages. Le tableau suivant précise les paramètres environnementaux clés des différentes étapes.

L'analyse des résultats pour la filière Photovoltaique de l'étape de production montre que la production du panneau PV, de la monture d'installation, du convertisseur et des composantes de raccordement sont les principaux contributeurs des dommages potentiels. D'une manière plus spécifique, pour les catégories dommages « changement climatique » et « ressources », la production du panneau PV, de la monture d'installation, du convertisseur et des composantes de raccordement sont les étapes les plus dommageables. Par contre, pour la catégorie dommage « qualité des écosystèmes», la production des composantes de raccordement se rajoute avec les deux étapes citées ci-haut. En ce qui concerne la catégorie dommage « santé humaine», la production du convertisseur, en plus de la production du panneau PV, de la monture d'installation et des composantes de raccordement sont les étapes les plus dommageables pour toutes les catégories de dommages.